

ESCUELA DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético 2013/2014

DISEÑO Y ESTUDIO ECONÓMICO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE CCP PARA SUMINISTRO DE ENERGÍA TÉRMICA A UNA PLANTA LÁCTEA

Proyecto Fin de Máster

Tutor: D. Eduardo Zarza Moya

José Manuel González Vázquez
José Manuel Moreno Berrocal
Salvador Selva Martí

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	6
1.1 Objetivo del proyecto	6
1.2 Contexto energético actual.....	6
CAPÍTULO 2. LA INDUSTRIA OBJETO DEL PROYECTO.	8
2.1 Descripción del proceso industrial.....	10
2.1.1 Leche de consumo.....	13
2.1.2 Nata y Mantequilla.	16
2.1.3 Yogur.....	17
2.1.4 Operaciones auxiliares.....	19
2.2 Consumo energético en el proceso.	20
CAPÍTULO 3. TECNOLOGIA DE CAPTADORES CILINDROPARABÓLICOS (CCP)	23
3.1 Descripción general de un CCP.....	23
3.2 Elementos principales de un CCP	25
3.2.1 El concentrador cilindroparabólico.....	26
3.2.2 El tubo receptor o absorbedor	27
3.2.3 El sistema de seguimiento solar con su estructura metálica	28
3.2.4 El fluido de trabajo	32
3.3 Uso del vapor en la industria	33
3.4 Teoría de funcionamiento de los CCP.....	35
3.4.1 Ángulo de incidencia.....	35
3.4.2 Razón de Concentración, Ángulo de Aceptancia y Ángulo de Abertura de un CCP	36
3.4.3 Pérdidas ópticas	37
3.4.4 Pérdidas geométricas	39
3.4.5 Pérdidas térmicas	40
3.4.6 Rendimiento de un Captador Cilindroparabólico	42
CAPÍTULO 4. CONSIDERACIONES BÁSICAS	45
4.1 Estudio y selección del emplazamiento	45

4.2	Análisis del recurso solar	46
4.3	Fecha elegida para el punto de diseño	54
CAPÍTULO 5. DISEÑO DEL CAMPO SOLAR		55
5.1	Punto de diseño	55
5.1.1	Orientación del eje de giro de los captadores	55
5.1.2	Longitud y latitud geográfica de la ubicación	56
5.1.3	Día y hora para el diseño	56
5.1.4	Ángulo de incidencia de la radiación solar directa sobre los captadores.....	57
5.1.5	Irradiancia solar directa y temperatura ambiente	60
5.1.6	Potencia térmica del campo de captadores	60
5.1.7	Tipo de captador	60
5.1.8	Tipo de fluido de trabajo	61
5.1.9	Temperaturas de entrada y salida del campo de captadores	63
5.2	Dimensionado del campo solar	63
5.2.1	Cálculo del número de captadores en serie	63
5.2.2	Cálculo del número de filas en paralelo.....	68
5.3	Esquema básico de la instalación.....	69
CAPÍTULO 6. DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO		71
6.1	Caída de presión en el campo solar.	71
6.2	Equipo de bombeo del campo solar	76
CAPÍTULO 7. DISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO		80
7.1	Capacidad del Sistema de Almacenamiento.	80
7.2	Descripción general del Sistema de Almacenamiento.	81
7.3	Balance de materia y energía.	84
CAPÍTULO 8. RESULTADOS.....		86
CAPÍTULO 9. SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL		88
9.1	Objetivo y Estrategia de Control	88
9.2	Control del campo solar	89
9.3	Control del sistema agua-aceite	90

9.3.1	Generación de vapor	90
9.3.2	Circuito de aceite	91
9.4	El control de nivel en tanques de expansión	91
9.5	El control del sistema de eliminación de productos de degradación.....	92
9.6	Modos de operación.	92
CAPÍTULO 10. ANALISIS Y PREVENCIÓN DE RIESGOS.....		95
10.1	Mecanismo de Evaluación de Riesgos	95
10.2	Riesgos principales en una instalación termosolar	96
10.2.1	Caída de personas a distinto nivel.....	96
10.2.2	Caídas de objetos desprendidos	97
10.2.3	Proyección de fragmentos o partículas.....	97
10.2.4	Golpes y cortes por objetos	97
10.2.5	Atrapamiento por o entre objetos.....	98
10.2.6	Sobreesfuerzos	98
10.2.7	Riesgo eléctrico.....	99
10.2.8	Quemaduras	99
10.2.9	Manipulación de cargas.....	100
10.3	Procedimientos generales y Normativa	100
10.3.1	Elaboración y divulgación de la política de prevención	100
10.3.2	Coordinación de contratistas en obras	101
10.3.3	Registro e investigación de accidentes e incidentes	101
10.3.4	Comunicación de riesgos	102
10.3.5	Adquisición de bienes y servicios	102
10.3.6	Análisis y control de riesgos: evaluación de riesgos y planificación.....	102
10.3.7	Equipos de protección individual (EPI)	103
10.3.8	Información y divulgación.....	103
10.3.9	Formación.....	104
10.3.10	Vigilancia de la salud	104
10.3.11	Personal sensible, maternidad y menores	105

CAPÍTULO 11. ESTUDIO ECONÓMICO	106
11.1 Análisis de la Inversión	106
11.1.1 Obra civil.....	107
11.1.2 Campo Solar	107
11.1.3 Tuberías y Accesorios	107
11.1.4 Sistema Generación de Vapor	107
11.1.5 Sistema de Control e Instrumentación.....	108
11.1.6 Gestión y Desarrollo del Proyecto	108
11.1.7 Presupuesto Total de la Inversión inicial.....	108
11.2 Análisis de la Rentabilidad.....	108
11.3 Financiación	110
11.4 Flujo de Caja	111
11.5 Tiempo de Retorno de la Inversión.....	111
11.6 Valor Actual Neto (VAN).....	112
11.7 Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)	112
11.8 Análisis de Sensibilidad.....	112
BIBLIOGRAFÍA 115	
ANEXOS I: PROPIEDADES DE VAPOR SATURADO	117
ANEXOS II: PROPIEDADES THERMINOL-62.....	124
ANEXOS III: ISA-5.1-1984(R1992), NOMENCLATURA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL .	128
ANEXOS IV ESQUEMA BÁSICO DE LA INSTALACIÓN	130
ANEXOS V: MODOS DE OPERACIÓN	132
ANEXOS VI: COSTES PARA CCP TIPO ET-150	137
ANEXOS VII: TABLA ANÁLISIS ECONÓMICO.....	139

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo del proyecto

El objetivo del presente proyecto es el diseño de una planta termosolar con captadores cilindroparabólicos para alimentar energéticamente a una fábrica de productos lácteos y la realización de un estudio económico para valorar la rentabilidad del proyecto.

El sistema se diseñará para cubrir una parte de la demanda de energía térmica de la fábrica, reduciendo con ello los costes asociados al consumo de gas.

1.2 Contexto energético actual

Según la última previsión energética a largo plazo realizada por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) plasmada en el documento *International Energy Outlook 2013* (IEO2013), se estima que el consumo energético mundial crecerá un 56% entre 2010 y 2040 [1].

Por otro lado, la creciente preocupación por el impacto de la actividad energética sobre el medio ambiente está haciendo que todos los sectores involucrados traten de encontrar fórmulas que permitan satisfacer la creciente demanda energética de la sociedad con el mínimo impacto para el entorno.

En este contexto, las energías renovables están llamadas a desempeñar un papel muy importante en el futuro inmediato del panorama energético mundial.

Según afirma Kris de Decker en su artículo titulado *El brillante futuro de las fábricas alimentadas con energía termosolar* [2], “Gran parte del debate sobre las energías renovables se centra en la producción de electricidad. Sin embargo, la mayor parte de la energía que necesitamos es calor, y los paneles solares y los aerogeneradores no la pueden producir de manera eficiente. Para alimentar procesos industriales como la fabricación de productos químicos, la fundición de metales o la fabricación de microchips necesitamos una fuente de energía térmica renovable y el uso directo de la energía solar puede ser la solución”.

Y es que hemos de tener presente que el sector industrial es responsable del 28% de la demanda energética global en Europa y de las emisiones de CO₂ asociadas y que alrededor de dos tercios de esta energía es en forma de calor, por lo que parece evidente que existe un

gran potencial para este mercado y que se deberán incrementar los esfuerzos en el desarrollo de fuentes de energía térmica renovables que puedan competir con los combustibles fósiles en la obtención de calor para procesos industriales.

A esta aplicación de la energía termosolar para alimentar un proceso industrial térmico se la denomina internacionalmente con las siglas SHIP (Solar Heat for Industrial Processes) y el vapor que se obtiene a partir de la instalación solar es directamente consumido y utilizado por el proceso industrial.

Este tipo de aplicación se encuentra actualmente en las primeras etapas de su desarrollo pero se considera que existe un enorme potencial para los SHIP. Pese a ello, el elevado coste de capital constituye todavía un obstáculo hacia el pleno aprovechamiento del potencial de esta tecnología a nivel comercial.



Figura 1- NASR química farmacéutica. Egipto. 1,33 MWth. Fuente: FICHTNER SOLAR GMBH

Actualmente existen 120 sistemas de energía termosolar para el suministro de calor para procesos industriales declarados en todo el mundo, con una capacidad total de 88 MWt (125.000 m²) [3].

CAPÍTULO 2. LA INDUSTRIA OBJETO DEL PROYECTO.

La industria objeto de estudio en este proyecto, es una industria láctea. El sector lácteo es la industria alimentaria encargada de elaborar los productos procedentes de la leche. Dentro de esta industria hay varios tipos de productos finales, principalmente, fabricación de leche envasada para consumo, quesos, yogures, helados, postres lácteos, natas y mantequillas.

Según datos del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación (MAPA), la industria láctea en España es uno de los principales sectores estratégicos de la industria alimentaria, representando casi el 11% de la facturación total de la industria alimentaria, tal y como se ve en la siguiente tabla.

Indicadores de la industria alimentaria por sectores

SECTOR	VENTAS NETAS DE PRODUCTOS		PERSONAS OCUPADAS	
	MILL EUROS	%	Nº.	%
Industria láctea	8.250,595	10,72	27.239	7,14
Transformación de pescado	3.456,506	4,49	22.240	5,83
Industria cárnica	15.829,104	20,56	85.105	22,30
Aceites y grasas	6.260,201	8,13	11.658	3,05
Conservas de frutas y hortalizas	6.220,063	8,08	35.857	9,39
Otros	36.968,878	48,02	199.599	52,29
Total industria alimentaria	76.985,347	100,00	381.698	100,00

Tabla 1- Producción por comunidades autónomas. Fuente: MAPA

En cuanto a la distribución de la producción de leche en el año 2012, Galicia se sitúa como la comunidad con mayor producción con el 38,5%, seguido de Castilla y León (12,8%), Cataluña (10,2%) y Andalucía (8,1%).

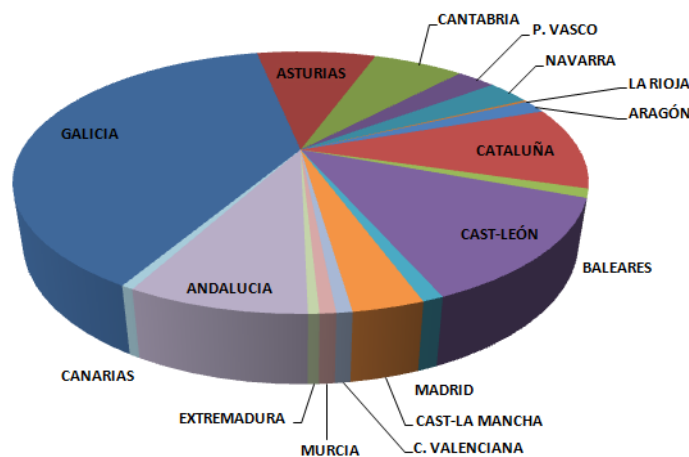


Figura 2 - Producción de leche por comunidades autónomas. Fuente: MAPA

Los tres tipos de leche más importantes en España son la leche de vaca, oveja y cabra, siendo la evolución, en los años 2011 y 2012, de la producción de los distintos tipos de leche la siguiente:

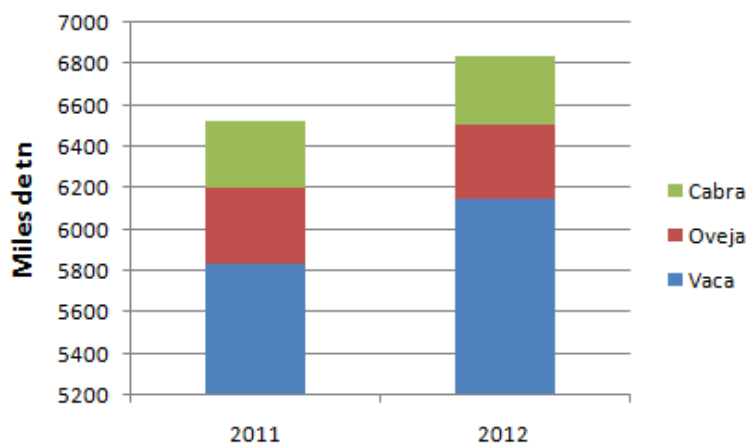


Figura 3 - Producción láctea según el origen (miles de t). Fuente: FENIL

Podemos ver que la producción de leche de origen vacuno es la más importante en el sector lácteo de España.

El procesado de la leche da lugar a una gran variedad de productos, entre los que podemos destacar la leche de consumo, leche concentrada, leche en polvo, nata, mantequilla, quesos, leche acidificada, postres lácteos y batidos. En las siguientes figuras se muestra la evolución de la producción de estos productos en los años 2011 y 2012.

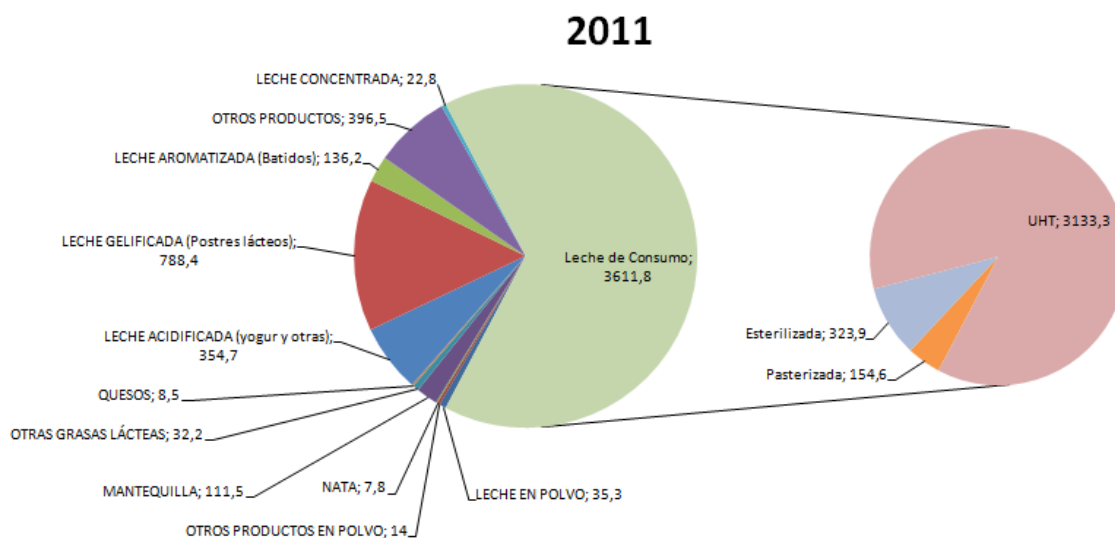


Figura 4 - Producción de los productos lácteos (miles de t) en 2011. Fuente: FENIL

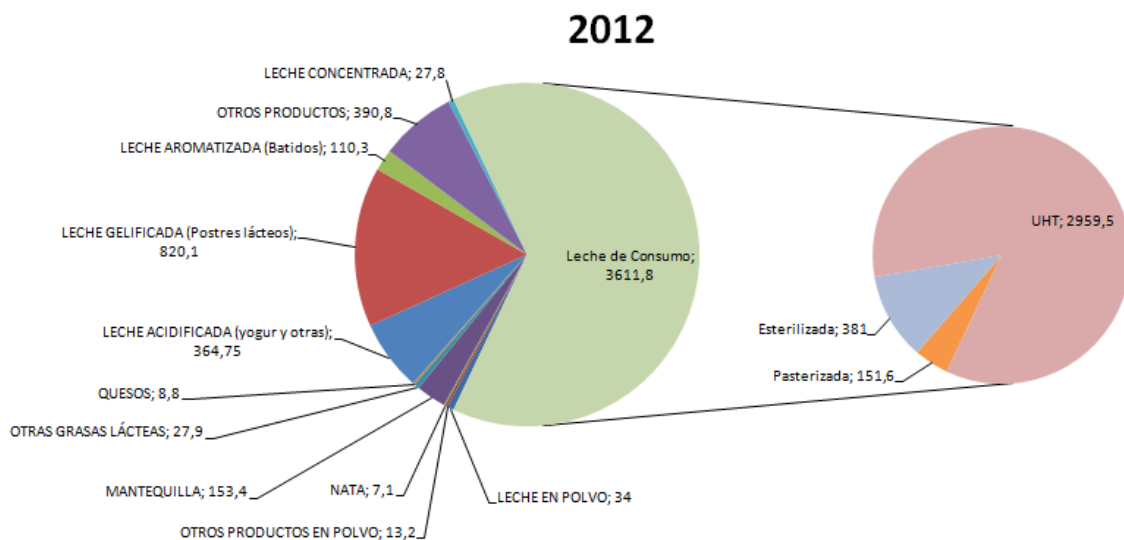


Figura 5 - Producción de los productos lácteos (miles de t) en 2012. Fuente: FENIL

2.1 Descripción del proceso industrial.

Como hemos visto en el apartado anterior, del procesado de la leche se obtienen diferentes productos, por lo que nos encontramos con varios procesos industriales. En la fábrica objeto de este proyecto los procesos que se realizan están asociados a los diferentes productos que se generan, que son los siguientes:

- Leche de consumo
- Nata
- Mantequilla
- Yogur

Cada uno de los procesos necesarios para la elaboración de estos productos tiene un procedimiento característico, que puede encontrarse descrito en la *"Guía de mejores prácticas del Sector Lácteo en España"*, elaborada por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente en colaboración con la Dirección General de la Industria Alimentaria, la Federación de Industrias de Alimentación y Bebidas (FIAB) y asociaciones de productores. Para la realización de los procesos industriales anteriormente citados, la energía térmica y eléctrica es fundamental.

Para la leche de consumo y derivados, en España existe una regulación definida por el RD 1728/2007. Y cuando se habla de tratamiento térmico, la legislación indica que es

cualquier tratamiento por calentamiento, que inmediatamente después de su aplicación, tenga como consecuencia una reacción negativa a la prueba de la fosfatasa.

Dependiendo del proceso industrial que se lleve a cabo, tendrán unas características de tratamiento térmico distinto, variando las temperaturas y el tiempo de duración en el cual éstas se mantienen.

En función de las características del binomio temperatura-tiempo utilizado en el tratamiento térmico distinguiremos entre pasteurización y esterilización.

- Pasteurización: tratamiento térmico que es capaz de destruir el agente de transmisión de la tuberculosis, con unos valores de tiempo y temperatura que oscilan entre 15-30 segundos a 72-85 °C. La pasteurización no garantiza la destrucción de todos los gérmenes de la leche por lo que para su conservación debe mantenerse refrigerada hasta su consumo.
- Esterilización: nos encontramos con dos tratamiento distintos, que van a depender de la temperatura y del tiempo, que estemos aplicando la energía térmica:
 - *La esterilización*, que es un tratamiento térmico capaz de destruir todos los microorganismos patógenos e inactivar las enzimas. Se realiza a 100-120 °C durante 20 minutos.
 - *El tratamiento UHT*, que consiste en la aplicación de una temperatura muy elevada (135-150 °C) durante un tiempo muy corto (2,5 segundos), logrando un efecto germicida muy elevado.

Y si atendemos al sistema o forma para realizar el tratamiento térmico, distinguimos entre dos sistemas de calentamiento directo o indirecto.

- Sistemas de calentamiento directo: consiste en calentar la leche al entrar en contacto con un fluido a temperatura elevada como el vapor de agua. Para ello la leche debe entrar en el intercambiador a una temperatura de entre 70-80 °C.

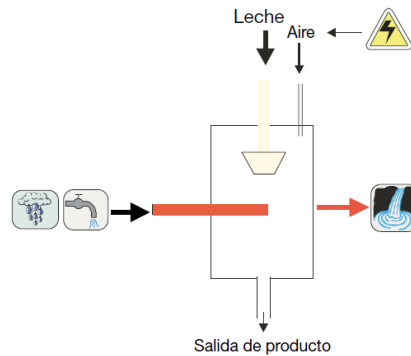


Figura 6 - Sistema de intercambiador de calor directo por inyección de vapor. Fuente: Guía de mejores técnicas disponibles en España del sector lácteo.

- Sistemas de calentamiento indirecto: En este sistema, la transferencia de calor se produce a través de una superficie de intercambio, con lo que el fluido que se encuentra a temperatura elevada, normalmente vapor de agua, no llega a estar en contacto con la leche. Estos procesos se realizan mediante intercambiadores de placas, tubulares o en combinaciones de éstos.

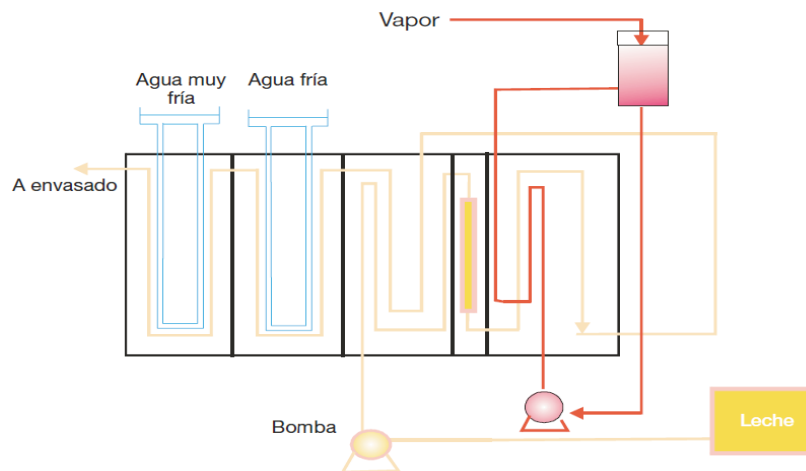


Figura 7 - Sistema de intercambiador de calor indirecto de placas. Fuente: Guía de mejores técnicas disponibles en España del sector lácteo.

Por lo general, el sistema de calentamiento indirecto se emplea para la pasteurización y esterilización, mientras que para los tratamientos UHT se pueden emplear tanto los sistemas de calentamiento directos como los indirectos.

A continuación, se muestra el diagrama de los distintos procesos industriales mencionados anteriormente y de operaciones auxiliares necesarias para la elaboración de los productos. Mostraremos tanto el diagrama de flujo de los distintos procesos, como un diagrama con las necesidades de cada proceso y lo que se genera en dicho proceso.

2.1.1 Leche de consumo.

La leche de consumo humano la podemos dividir en dos categorías, la leche cruda y la leche tratada térmicamente, es decir, leche pasteurizada o esterilizada.

- Leche cruda: leche a la que no se le realiza ninguna transformación, se consume como producto natural.
- Leche tratada térmicamente (pasteurizada o esterilizada): debido a que la leche puede sufrir un rápido deterioro y contaminación fácilmente, es necesario someterla a un tratamiento que permita aumentar el tiempo de conservación y eliminar posibles contaminaciones antes de que se pueda consumir.

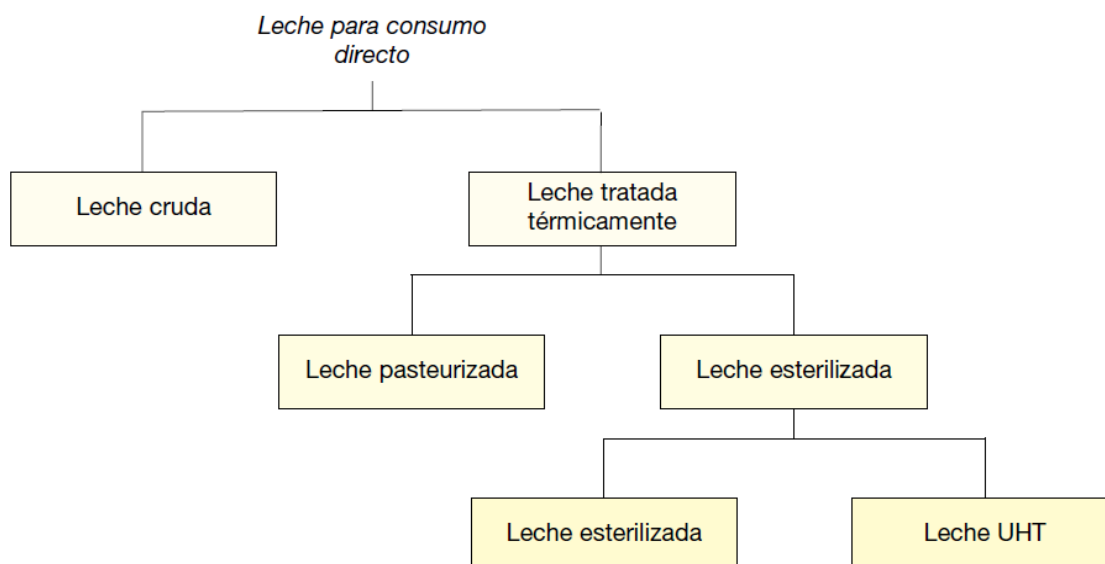


Figura 8 - Clasificación de las leches de consumo directo. Fuente: Guía de mejores técnicas disponibles en España del sector lácteo.

Solo nos centraremos en el proceso para la obtención de la leche tratada térmicamente, ya que como se ha comentado a la leche cruda no se le realiza ninguna transformación.

El proceso para la obtención de leche tratada térmicamente lo podemos resumir como sigue. La leche se almacena temporalmente en tanques refrigerados. A continuación, se filtra para eliminar los sólidos extraños visibles y se clarifica para eliminar la suciedad y coágulos de proteína. Posteriormente, se procede al desnatado para separar la nata de la leche y la normalización para ajustar el contenido graso final de la leche.

En el último paso se procede al tratamiento térmico, que en función de las condiciones de tiempo-temperatura podrá considerarse como pasteurización, esterilización o tratamiento

UHT. Tras el tratamiento térmico, la leche se almacena en condiciones refrigeradas para su posterior envasado final.

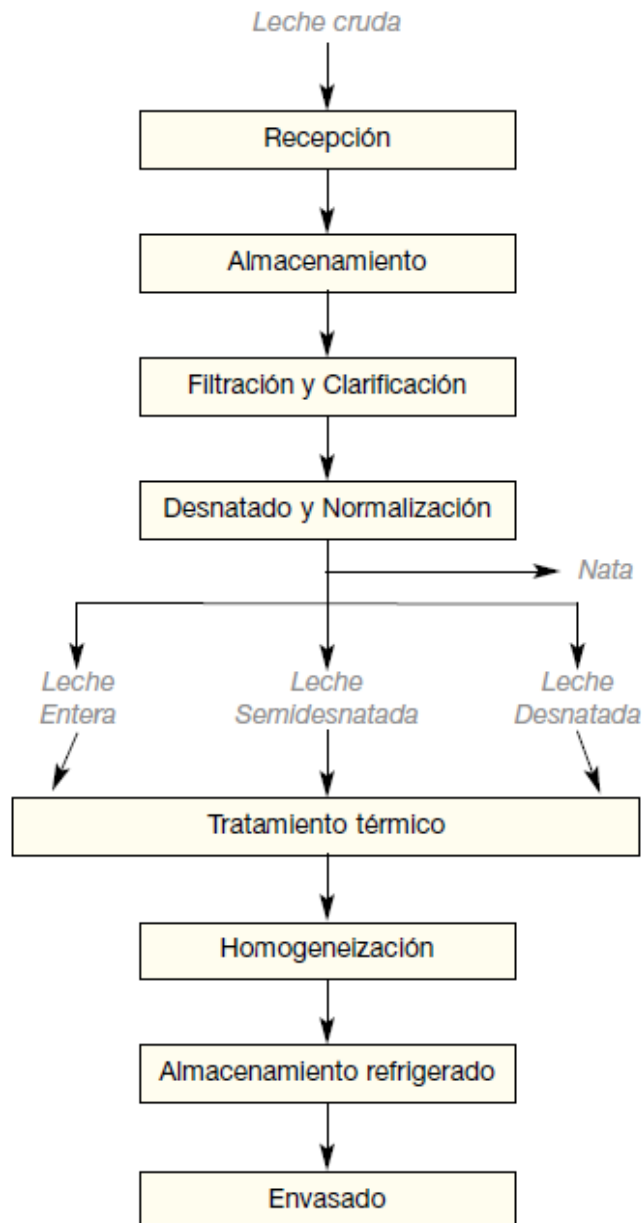


Figura 9 - Diagrama de flujo del proceso de elaboración de leche tratada térmicamente. Fuente: Guía de mejores técnicas disponibles en España del sector lácteo.

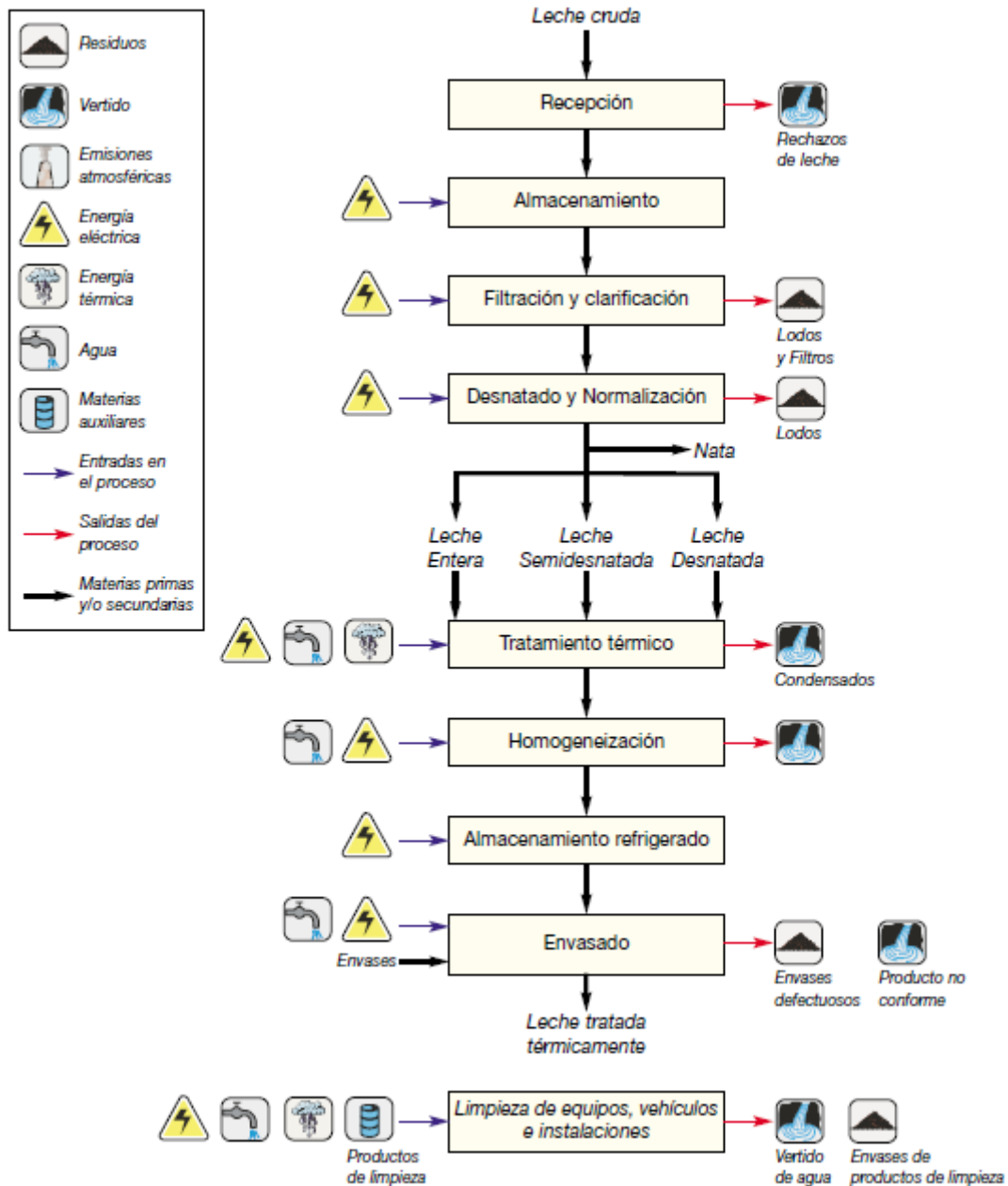


Figura 10 - Demanda de los procesos y residuos generados en el proceso de elaboración

Como podemos ver en los únicos procesos en los que se emplea el vapor de agua son en el tratamiento térmico para la obtención de la leche tratada térmicamente y en la limpieza de equipos. En ambos, el consumo energético de estas operaciones es elevado.

2.1.2 Nata y Mantequilla.

Para el proceso de fabricación de nata y mantequilla de consumo, la materia prima es la nata procedente de la operación de desnatado-normalización del proceso de elaboración de la leche de consumo. En la siguiente figura mostramos el diagrama de flujo de elaboración de la nata y la mantequilla.

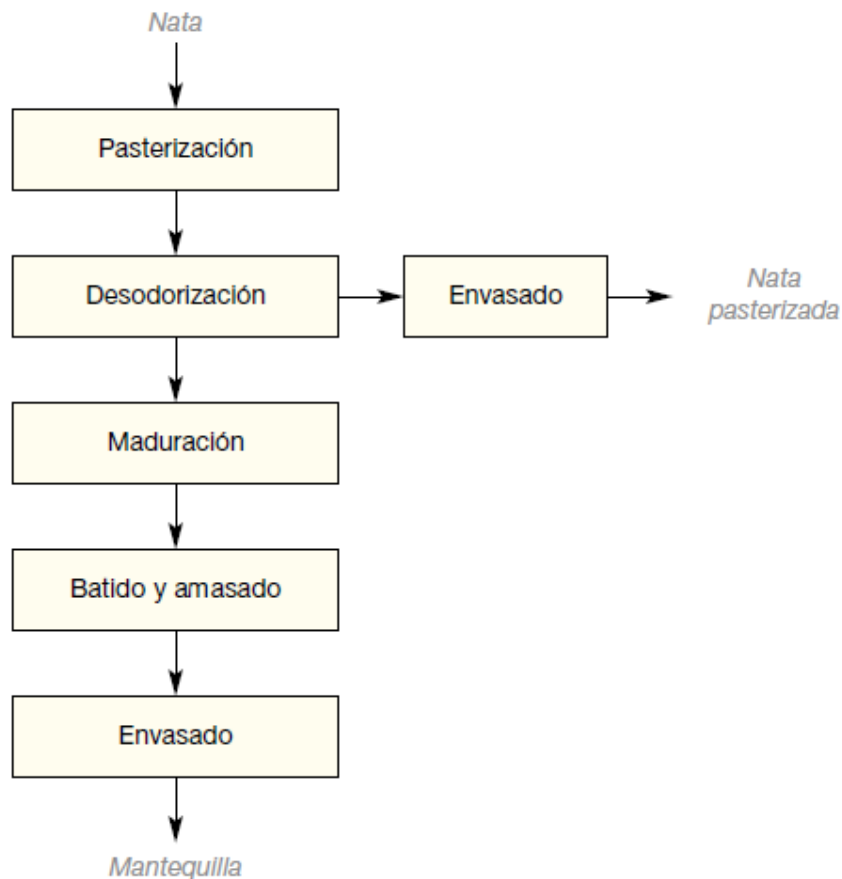


Figura 11 - Diagrama de flujo del proceso de elaboración de nata y mantequilla. Fuente: Guía de mejores técnicas disponibles en España del sector lácteo.

Vemos que se obtiene la nata de consumo tras las operaciones de desodorización y tratamiento térmico de la nata base. Puede comercializarse como nata fresca (pasterizada) o de larga duración (tratamiento UHT) tras ser sometida a un proceso de estabilización microbiológica mediante pasteurización/esterilización y un envasado final.

Mientras que la mantequilla se obtiene tras la maduración de la nata, donde la nata sufre una serie de transformaciones bioquímicas, pero en la que no hay ningún tratamiento térmico, como vemos en la siguiente figura.

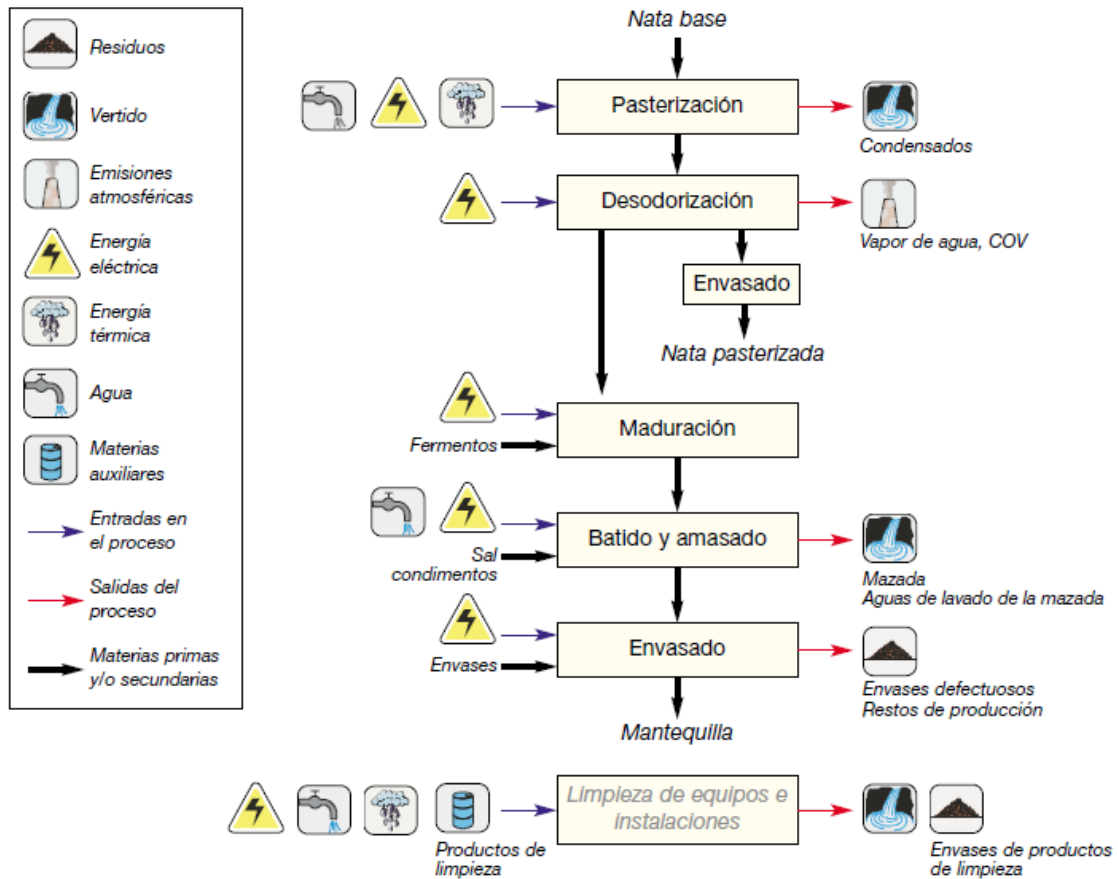


Figura 12 - Demanda de los procesos y residuos generados en el proceso

Al igual que en el proceso de elaboración de leche tratada térmicamente también hay que realizar la limpieza de equipos, siendo esta una operación con mucho consumo energético.

2.1.3 Yogur.

El yogur es la leche fermentada más conocida, existiendo una gran variabilidad de tipos de yogur, dependiendo de su consistencia (coagulados, líquidos, mousse), composición (desnatados, semidesnatados, normales, enriquecidos) o sabor (natural, con azúcar, con sabores, con fruta, etc.).

Para la fabricación de yogur se parte de leche normalizada en su contenido graso y pasterizada para evitar contaminaciones microbianas no deseadas. A continuación se procede a la fermentación de la leche, mediante la inoculación con el cultivo bacteriano y posterior

incubación de la leche a la temperatura adecuada. La fermentación se detiene mediante refrigeración.

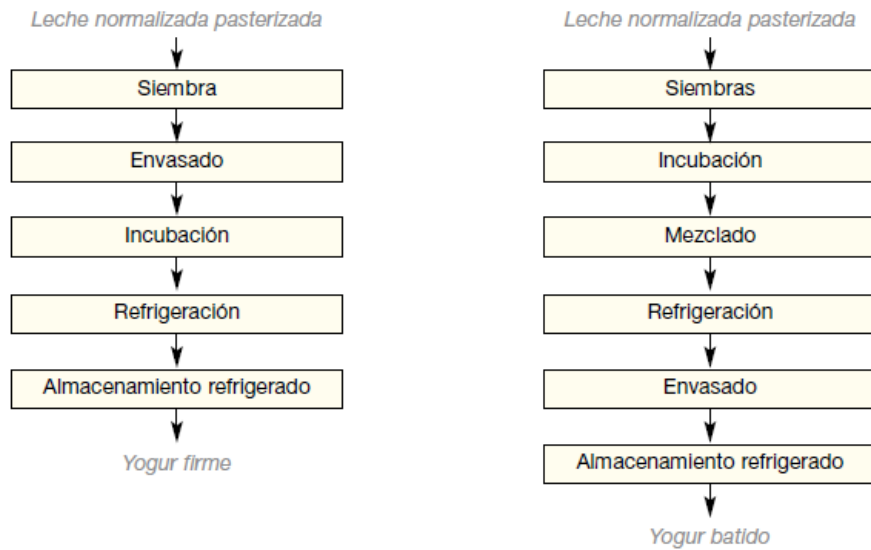


Figura 13 - Diagrama de flujo del proceso de elaboración de yogur. Fuente: Guía de mejores técnicas disponibles en España del sector lácteo.

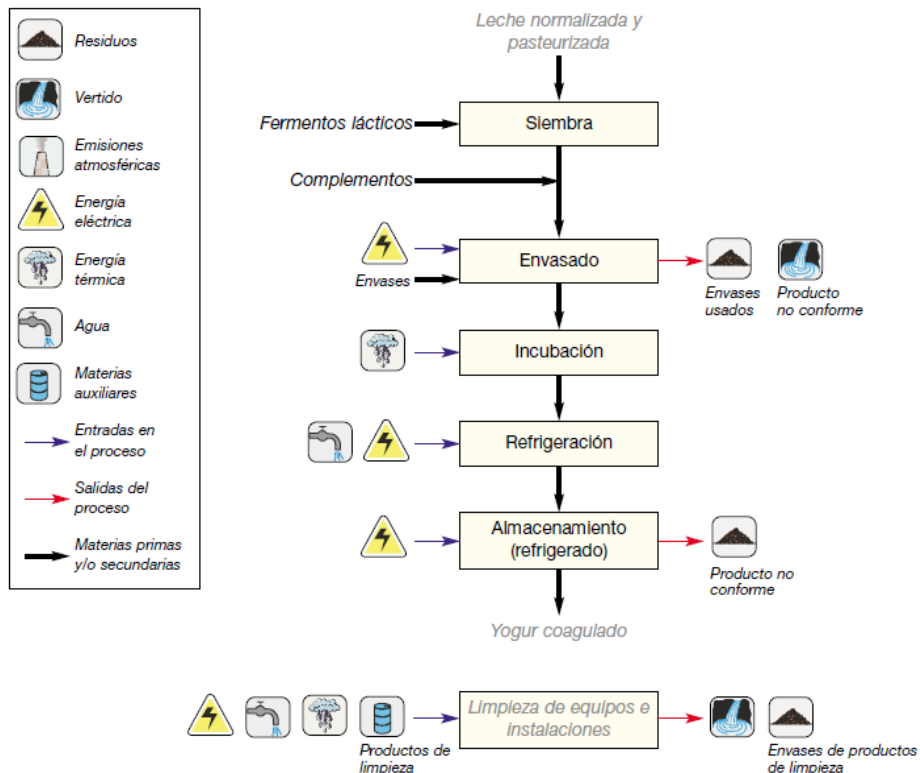


Figura 14 - Demanda de los procesos y residuos generados en el proceso.

También nos encontramos en este proceso con la operación de limpieza de equipos.

2.1.4 Operaciones auxiliares.

Como hemos visto en todos los procesos anteriores, siempre se acababa con la operación de limpieza de equipos, en la cual, el consumo energético es muy elevado.

Para el mantenimiento de las condiciones higiénicas se exige realizar operaciones de limpieza y desinfección de manera continua, pudiendo suponer la cuarta parte del tiempo total de trabajo de la planta.

En estas operaciones se produce la mayor parte del consumo de agua, energía y productos químicos de la instalación, generándose también un considerable volumen de aguas residuales.

Las operaciones de limpieza y desinfección normalmente suelen realizarse sucesivamente, primero limpieza y luego desinfección, aunque también pueden realizarse de forma conjunta. En cualquier caso, para la realización de las operaciones de limpieza y desinfección es necesario aportar:

- Agua, con la que conseguimos reblandecer y/o disolver la suciedad adherida a las superficies
- Energía térmica, para alcanzar la temperatura óptima del proceso
- Energía eléctrica, para hacer circular las soluciones limpiadoras por los equipos y conducciones en los sistemas automáticos
- Productos químicos, normalmente son detergentes y desinfectantes
- Personal, con el que llevar a cabo las operaciones de limpieza

En cuanto a los medios de limpieza, los podemos clasificar en mecánicos o físicos (presión, temperatura, cepillos, esponjas y escobas) y químicos (productos ácidos y básicos). Utilizándose normalmente de manera conjunta en la limpieza de equipos e instalaciones.

De igual manera, para los medios de desinfección, también pueden ser físicos (como la temperatura) o químicos (productos desinfectantes). Con la acción de la temperatura conseguimos aplicar calor por medio del agua caliente, vapor o aire caliente, a las superficies que deseamos desinfectar.

2.2 Consumo energético en el proceso.

Como hemos visto anteriormente, la industria láctea consume una gran cantidad de energía térmica, debido a que posee varios procesos de tratamiento térmicos como la pasteurización o la esterilización. También podríamos usar la energía térmica generada para tratamientos de refrigeración por absorción, aunque en el presente proyecto no se considerarán y nos centraremos en el consumo energético de los procesos térmicos.

La fábrica sobre la que estamos realizando el estudio presenta los siguientes consumos térmicos en el último año.

	Consumos Año (MWh)
Ene	3604,4
Feb	2726,9
Mar	3395,5
Abr	2669,5
May	2822,5
Jun	3086,4
Jul	2863,1
Ago	3158,7
Sep	2722,6
Oct	3064,1
Nov	3182,6
Dic	3219,3
Total	36.516

Tabla 2 - Consumos térmicos mensuales y anual en MWh.

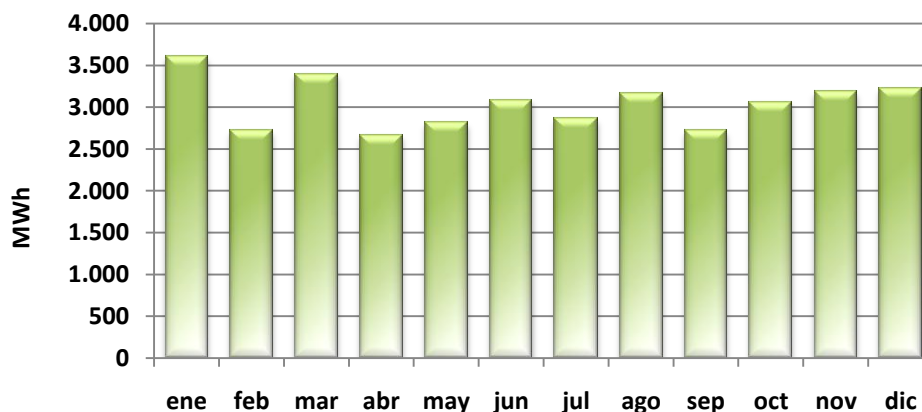


Figura 15 - Demanda térmica de la planta láctea.

La empresa ha facilitado los datos de potencia térmica diaria tipo demandada por el proceso. Como vemos en la siguiente tabla la potencia no es constante a lo largo del día, sino que varía de hora a hora, como se muestra en la siguiente tabla.

Hora	Potencia Térmica en MW
0	4,3
1	4,3
2	4,3
3	4,3
4	4,3
5	3,9
6	5,1
7	5,4
8	5,7
9	5,3
10	5,1
11	5,6
12	5,8
13	5,8
14	5,8
15	5,6
16	5,5
17	5,4
18	5,1
19	5,1
20	5,1
21	4,2
22	3,9
23	3,9

Tabla 3- Perfil de potencia térmica demandada a lo largo del día (en MW).

Para ver mejor la evolución del consumo térmico a lo largo del día, vamos a representar la tabla 3 en una gráfica en las que se representa la potencia térmica diaria tipo.

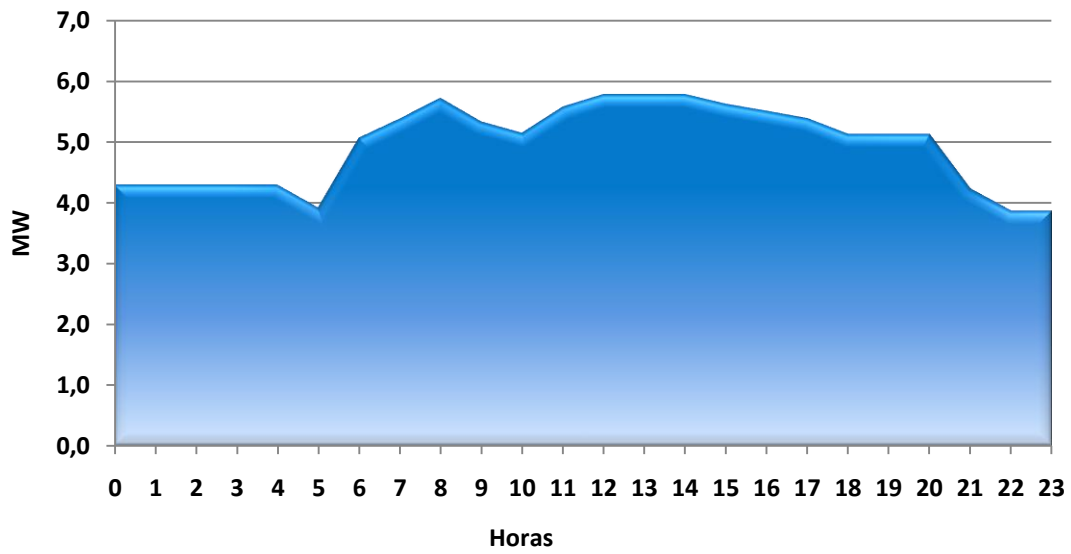


Figura 16 - Perfil de potencia térmica diaria demandada por el proceso.

A partir de estos datos de consumo térmico podemos empezar a realizar el estudio del dimensionamiento de la instalación termosolar para cubrir dicha demanda.

CAPÍTULO 3. TECNOLOGÍA DE CAPTADORES CILINDROPARABÓLICOS (CCP)

Ante todo, resaltar que esta tecnología se alimenta gracias a la radiación directa del Sol, siendo ésta la principal fuente de energía para la Tierra. Si se aprovechara toda la energía solar que es interceptada por nuestro planeta, se produciría una cantidad de energía que sería más de tres mil veces el consumo mundial actual de energía primaria. Por ello han ido desarrollándose a lo largo del tiempo diversas tecnologías que permiten el aprovechamiento de la radiación solar. Según el nivel de temperatura que desee alcanzarse, es necesario o no concentrar la radiación solar antes de convertirla en energía térmica. Para temperaturas inferiores a los 100 °C no es imprescindible la concentración, pero para temperaturas superiores hay que recurrir a sistemas solares térmicos de concentración para obtener la mejor eficiencia posible con su máximo rendimiento.

Dentro de las diversas tecnologías solares térmicas de concentración, tenemos los captadores solares cilindroparabólicos, conocidos mediante las siglas CCP, que están basados en el concepto de la concentración de la radiación solar con foco lineal, donde se pueden alcanzar hoy en día temperaturas de hasta 400 °C con una buena eficiencia (60% - 70%).

3.1 Descripción general de un CCP

La concentración de la radiación solar se realiza mediante una superficie reflectante (espejo) en forma de parábola, que mediante reflexión la concentra sobre un receptor o absorbente en forma de tubo, colocado en la línea focal de la parábola, ver *Figura 17*, cuya superficie será menor que la superficie captadora reflectante. Esta radiación concentrada sobre el tubo absorbedor, hace que el fluido (aceite térmico) que circula por su interior se caliente, para posteriormente, mediante un intercambiador de calor, producir vapor de agua, el cual puede ser empleado para alimentar procesos industriales de calor (aplicaciones SHIP) o producir electricidad mediante un ciclo Rankine (centrales termosolares). Los procesos industriales que requieran un elevado consumo de energía térmica, como será nuestro caso a estudiar de un proceso industrial lácteo, son los mejores candidatos para aplicaciones SHIP. Por tanto, se obtendrá, de esta forma, energía térmica a partir de la radiación solar y el grado de concentración deberá ser más alto cuanto mayor sea la temperatura de trabajo deseada a proporcionar.

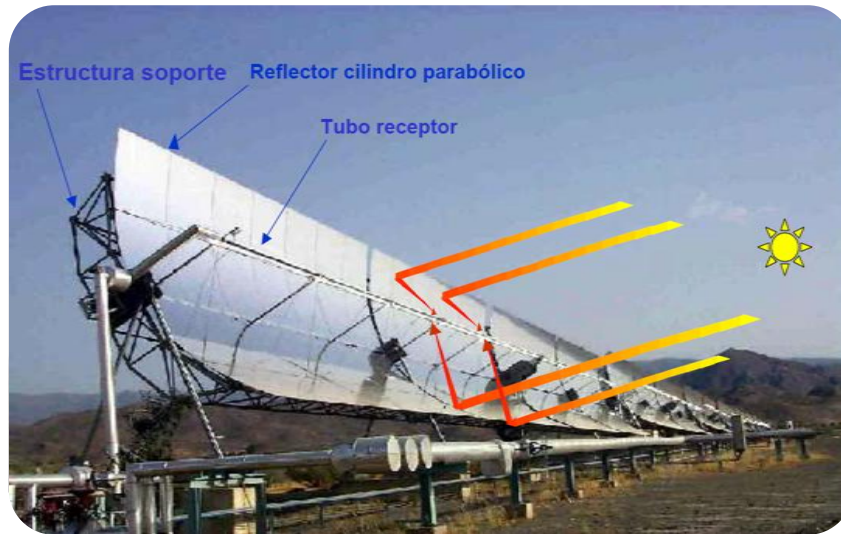


Figura 17 - Concentración por reflexión de la radiación solar directa mediante espejos

Un aspecto básico de esta tecnología es que de los dos componentes de la radiación solar (difusa y directa), solamente se puede aprovechar la directa al tener una trayectoria bien definida. En cambio, la difusa es inutilizable por aquellos captadores solares que concentran la radiación solar mediante espejos o lentes, siendo solo utilizable para captadores solares sin concentración.

Los captadores solares de concentración deben ir provistos de un sistema de movimiento, que les permita variar su posición siguiendo la trayectoria de la radiación directa del Sol con respecto a la Tierra a lo largo del día, ya que, como se ha comentado, ésta es la única radiación que se puede aprovechar. Este sistema de seguimiento se traduce, obviamente, en un incremento económico de los captadores, pero es necesaria su utilización para poder alcanzar temperaturas elevadas y, hoy en día, existen sistemas de seguimiento solar muy perfeccionados y económicos, por lo que su necesidad no resulta un impedimento económico para su uso comercial.

Desde el punto de vista del método de concentración, el cual depende de la forma y relación entre la superficie reflectante y el receptor, los CCP son concentradores de foco lineal, que poseen un solo grado de libertad (giro alrededor de un eje) para seguir al Sol, a diferencia de los concentradores de foco puntual, que poseen dos grados de libertad para realizar el seguimiento del Sol, mediante el giro alrededor de dos ejes, lo que permite lograr mayores concentraciones de radiación y temperaturas de trabajo más elevadas. Los CCP son actualmente los concentradores solares de foco lineal más eficientes.

Ya se ha mencionado que la superficie del tubo receptor es mucho menor que el área de abertura del captador debido a la concentración óptica de la radiación solar, lo que se

traduce en una clara disminución de las pérdidas térmicas del captador, al ser éstas función tanto de la temperatura media de trabajo como de la superficie del absorbedor, que es el componente que desprende el calor al transportar el fluido caliente que circula por su interior.

Es sabido que la potencia térmica requerida por cualquier proceso industrial es del orden de los cientos de kW ó incluso de los MW. Lo usual es que los campos solares de CCP sean instalaciones de grandes dimensiones, para poder abastecer las demandas de energía térmica de estos procesos, los cuales suelen necesitar energía térmica a temperaturas superiores a los 125 °C.

Se debe añadir que un CCP suele ser un captador solar grande, con su adecuada cimentación para combatir las posibles cargas de viento, y debido a la necesidad de poseer un sistema de seguimiento solar con sus características técnicas y estructurales, el coste específico por metro cuadrado de captación se consigue reducir notablemente al incrementar el tamaño de estos captadores, obviamente dentro de unos límites razonables. No obstante, para aplicaciones industriales que demanden una pequeña potencia térmica también existen modelos de CCP de menor tamaño.

3.2 Elementos principales de un CCP

Los principales componentes de un CCP se describen a continuación:

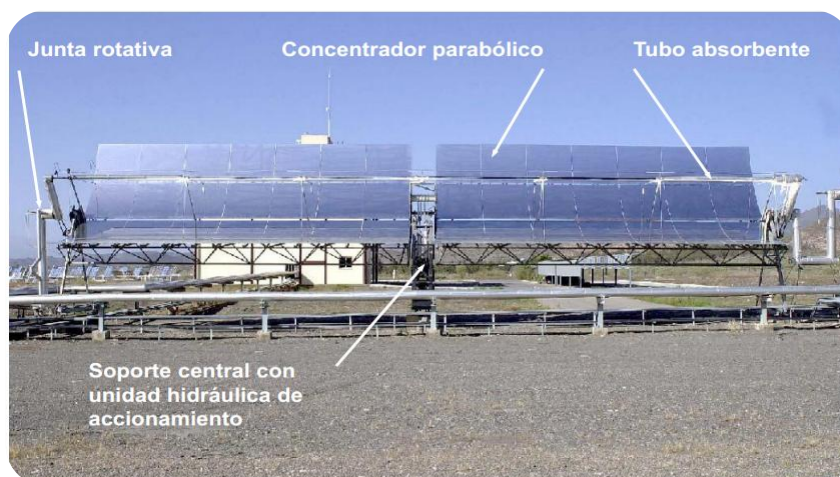


Figura 18- Captador cilindroparabólico con sus elementos al completo

3.2.1 El concentrador cilindroparabólico

Este concentrador consiste en un espejo que por su forma geométrica refleja toda la radiación solar directa que le llega a su superficie de abertura y la concentra sobre el tubo receptor que se encuentra en la línea focal de la parábola.



Figura 19 - Concentración en el tubo receptor de la radiación solar reflejada por el concentrador.

Para conseguir esta reflexión se depositan películas de materiales altamente reflectantes, como la plata o el aluminio, sobre un soporte para darle la suficiente rigidez a la estructura. Actualmente los medios de soporte más utilizados para estas películas reflectantes son: la chapa metálica, el plástico y el vidrio. De estos tres, nos centraremos en el vidrio, ya que tanto la chapa metálica, siendo normalmente de aluminio, como el plástico, se degradan en la intemperie con su correspondiente baja durabilidad, por lo que no nos interesa para una instalación como la que es objeto de este proyecto.

Por tanto, cuando el vidrio es el soporte, se asemeja en gran medida a un espejo convencional. Sobre la cara posterior del vidrio se deposita una fina película de plata que se protege con una capa de cobre y otra de pintura epoxi. En función del grosor del vidrio se distinguen dos métodos para dar al soporte la forma parabólica. Si el vidrio es grueso (espesor superior a 3 mm), éste debe ser trabajado en caliente, puesto que en frío no es suficientemente flexible. Para vidrio delgado (espesor inferior a 1,5 mm), son flexibles como para pegarlos sobre chapas que le otorguen una curvatura adecuada.

Nosotros consideraremos en este proyecto espejos de vidrio grueso (3,5 mm de espesor) con película de plata, siendo su reflectividad (>92%) mayor que la del aluminio (<87%).

Un captador cilindroparabólico está formado por varios módulos, unidos en una misma estructura, que son controlados mediante un mismo sistema de accionamiento.

3.2.2 El tubo receptor o absorbedor

Este elemento es muy importante dentro de un CCP, ya que por su interior circula el fluido que será calentado, mediante el cual se obtendrá la energía térmica, por lo que de él depende, prácticamente, el rendimiento global del captador.

En realidad, tal tubo, ver *Figura 20*, consta de dos tubos concéntricos separados por un espacio donde se hace un alto vacío (10^{-5} mbar). El tubo interior, por el cual circula el fluido térmico calo-portador es metálico y el exterior de cristal.

El tubo interior posee un gran rendimiento térmico debido a que es tratado con un recubrimiento selectivo, que puede consistir en una fina capa de cromo, níquel o cobalto negro; éstos no pueden trabajar a temperaturas superiores a los 300 °C ya que se degradan con facilidad y su emisividad aumenta, por lo que en la instalación proyectada no se podrán utilizar, ya que el fluido caloportador alcanza los 320 °C. Para temperaturas superiores (hasta 425 °C, válido para nuestro caso) hay que recurrir a recubrimientos selectivos obtenidos por sputtering o PVD (Physical Vapour Deposition), que consiguen una absorptividad del 95% y una emisividad del 15% e incluso menor a 400 °C. El principal problema de los recubrimientos mediante PVD o sputtering es que la mayoría de ellos se degradan en contacto con el aire cuando están calientes, por lo que requieren que exista un alto vacío en la cámara que queda entre el tubo metálico interior y la cubierta de cristal, para esta función existen los *getters* que se mencionarán con más detalle posteriormente.

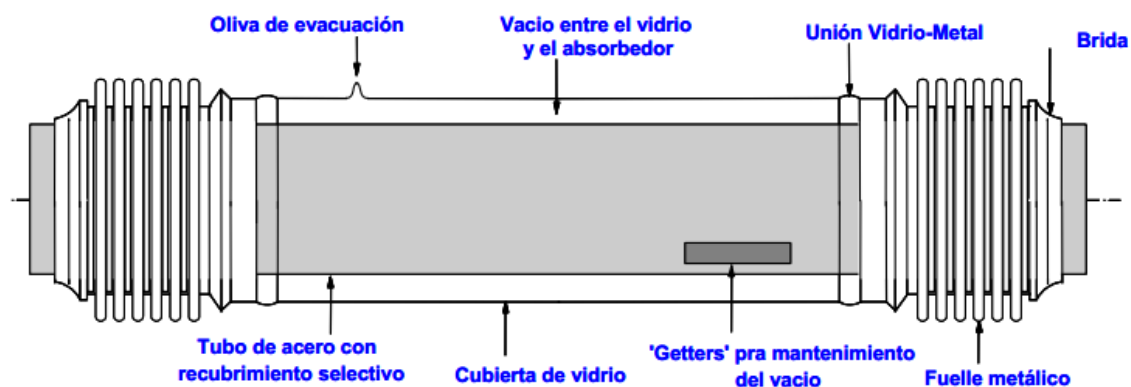


Figura 20 - Tubo absorbedor o receptor de vacío de un CCP.

Dicho recubrimiento proporciona al tubo las propiedades necesarias para tener: una elevada absorptividad (>90%) a lo largo de todo el espectro solar, para absorber a su través la máxima

radiación solar posible y una baja emisividad (<15%) en el espectro infrarrojo, con la intención de retener dentro del tubo la máxima radiación absorbida posible.

El tubo exterior de cristal que rodea al tubo interior tiene dos funciones de igual importancia: proteger el recubrimiento selectivo del tubo interior de las posibles adversidades climatológicas y minimizar las pérdidas térmicas por convección en el tubo absorbedor.

Entre estos dos tubos concéntricos, el tubo interior metálico y el exterior de vidrio, se debe hacer el vacío para que no se degrade el recubrimiento selectivo del tubo metálico. Por ello, los extremos del tubo de vidrio van unidos mediante una soldadura vidrio-metal, que tiene su cierta dificultad al tratarse de soldar dos materiales diferentes, a un fuelle metálico que va soldado por su otro extremo al tubo metálico interior. La función de este fuelle es compensar la diferente dilatación térmica entre estos dos tubos de diferentes materiales ya nombrados cuando se alcanza la temperatura de trabajo. Así se consigue el deseado espacio anular para hacer el vacío (con la estanqueidad total de aire) entre estos dos tubos.

El tubo de cristal lleva un tratamiento antirreflexivo en su doble cara, con el objetivo de aumentar su transmisividad y el rendimiento óptico del captador.

Es imprescindible que, una vez se realiza la estanqueidad entre los dos tubos concéntricos, se coloquen unas piezas pequeñas, con forma redonda o plana, adheridas al tubo metálico, denominadas *getters*, cuya función es absorber las posibles moléculas, como principales enemigos el argón del aire y el hidrógeno que se produce por la degradación del aceite térmico que se utiliza como fluido calo-portador, ya que pueden llegar a penetrar en el espacio anular formado por estos dos tubos y degradar el vacío inicial.

Para poder realizar el vacío en el espacio anular comentado, a la hora de fabricar el tubo se debe tener en cuenta una pequeña toma de aire, conocida como oliva de evacuación, en la cubierta del vidrio, donde conectar la bomba de vacío. Una vez se ha alcanzado el vacío mediante la bomba, la oliva se sella completamente mediante aporte de calor.

3.2.3 El sistema de seguimiento solar con su estructura metálica

El sistema de seguimiento, como ya se ha indicado, permite al colector girar y orientarse siguiendo la trayectoria del Sol a lo largo del día, para aprovechar al máximo la radiación solar. Esta es la única manera de poder concentrar la máxima radiación solar en el tubo receptor. El mecanismo de seguimiento solar se compone de un dispositivo que gira los colectores cilindroparabólicos alrededor de un eje.



Figura 21 - Mecanismo de seguimiento solar

También existe la posibilidad de que el sistema de giro se realice mediante dos ejes, que a priori parece ser más eficiente, pero la experiencia ha comprobado que no es así porque, a pesar de que el flujo útil de radiación solar sobre el área de abertura es mayor que en un captador con sistema de seguimiento en un eje, las pérdidas térmicas son superiores debido a que la longitud de tuberías provistas de aislamiento térmico dentro de cada captador es mayor, lo que se traduce en que la potencia térmica útil que se suministra es igual o menor que en los de seguimiento de un solo eje, a parte de los ya nombrados temas de mantenimiento. Con lo explicado, se emplearán para este proyecto captadores con seguimiento en un solo eje, que son los que se utilizan comercialmente en la actualidad.

Otro aspecto a nombrar dentro de este apartado es el tipo de mecanismo de accionamiento, que será función del tamaño de los captadores a utilizar. Estos mecanismos podrán ser hidráulicos o eléctricos y, nosotros, nos fijaremos en los primeros al disponer de tamaño de captadores grandes, ya que requieren altos pares de giro en el eje del captador.

Aquí, en los mecanismos hidráulicos, una bomba eléctrica es la que se encarga de alimentar dos pistones hidráulicos y éstos de girar la estructura del captador alrededor del único eje de seguimiento.

En cambio, los motores eléctricos, se utilizan para tamaños de captadores medios o pequeños, donde no se requieren elevados pares de giro.

Con el objetivo siempre de reducir costes, un solo mecanismo de accionamiento gira, alrededor del mismo eje, varios módulos cilindroparabólicos que están conectados en serie,

es decir, instalados en la misma fila, de forma que operan como un mismo elemento, simplificando la construcción de toda la estructura.

El mecanismo de accionamiento de los captadores requiere de un control electrónico que le indique cuándo y cuánto debe girar. Estos sistemas de control suelen basarse en sensores solares que detectan la posición del Sol. Los sensores más comunes están formados por dos fotocélulas separadas por una fina pared intermedia, denominada banda de sombra. Cuando el sensor está bien enfocado, el Sol se encuentra en un plano normal a la superficie del mismo y la banda de sombra no sombrea ninguna fotocélula. Según se mueve el Sol, la banda de sombra comienza a oscurecer parcialmente una de las fotocélulas, provocando un desequilibrio de las señales eléctricas dadas por ambas fotocélulas. Este desequilibrio se analiza y procesa y, en función de la diferencia entre ambas señales, se ordena al mecanismo de accionamiento que gire al colector en sentido correcto.

Además de estos sistemas, existen otros basados en algoritmos matemáticos que calculan con gran precisión las coordenadas del Sol con respecto al captador, lo que permite eliminar el uso de sensores solares. Un micro-procesador recoge continuamente la posición del captador y la compara con la posición que debería tener para estar adecuadamente enfocado. Si los dos valores no se corresponden, el micro-procesador ordena girar al mecanismo de accionamiento hasta obtener la posición correcta.

También se debe mencionar, siguiendo con los mecanismos de accionamiento, que existe en el mercado un nuevo dispositivo electrónico que permite conocer con gran precisión la posición del eje de giro del CCP, a través de una cinta flexible de acero inoxidable que lleva incorporadas marcas magnéticas que son detectadas por una cabeza lectora al moverse la cinta.

A la hora de realizar el diseño del campo solar, como ejemplo ver siguiente figura, los CCPs se distribuirán en series formando filas, que a su vez se conectarán en paralelo con el resto de filas adyacentes, hasta conseguir la potencia térmica demandada por el proceso industrial.



Figura 22 - Ejemplo típico de una distribución del diseño de un campo solar.

Dentro de cada una de las filas, los tubos absorbedores de captadores solares adyacentes, deben unirse de forma que se permita el giro individual de cada captador, a la vez que se debe compensar las dilataciones térmicas de los tubos absorbedores en los extremos de los captadores. En nuestro caso, se ha optado por las juntas rotativas para la unión de los captadores solares adyacentes, permitiendo no solamente el movimiento independiente entre ellos cuyos tubos absorbedores unen entre sí, sino también para unir las tuberías principales de entrada y salida del campo de captadores con los comienzos y final de cada fila de captadores. En la siguiente imagen se puede observar el elemento de unión mediante una junta rotativa.



Figura 23 -Acoplamiento entre captadores mediante juntas rotativas

3.2.4 El fluido de trabajo

La elección del fluido térmico caloportador que circulará por el interior de los tubos receptores de los CCPs dependerá de la temperatura que se desee alcanzar, siendo en nuestro caso de 320 °C, como se justificará más adelante.

A la hora de la elección de este fluido, se ha optado por un aceite sintético ya que se trabaja a temperaturas mayores de 180 °C , por tanto, no es posible utilizar agua desmineralizada por problemas de presiones excesivas y de la mayor complejidad del sistema de control que se requeriría para el campo solar. La explicación es la siguiente: cuando se utiliza agua, a medida que la temperatura del agua es más alta dentro del tubo, la presión que ejercerá sobre las paredes de éste cada vez serán mayores siempre que la temperatura sea superior a 100 °C, pues para evitar que se evapore el agua es necesario mantenerla en todo momento a una presión superior a la de saturación que corresponda a la temperatura máxima que alcance el agua en los captadores solares.

Debido a que la presión de vapor del aceite, a la temperatura que se desea alcanzar a la salida de los captadores, es mucho menor que la del agua, la fuerza que se ejercerá sobre las paredes del tubo será mucho menor, lo que se traduce en la posibilidad de usar materiales mucho más económicos para las tuberías, simplificando su instalación.

Un aspecto muy importante a tener en cuenta, que se comentará con más detalle en el *Capítulo 9. Análisis y Prevención de Riesgos*, es que a la hora de trabajar con aceites sintéticos existe la posibilidad de incendios, especialmente por derrames, ya que éstos son inflamables.

Se debe mencionar en este apartado que, la utilización de agua, aunque sea a altas temperaturas con sus correspondientes presiones sobre las paredes de las tuberías, es una opción muy a tener en cuenta debido a que se aumentaría la eficiencia global de todo el sistema solar y disminuirían las pérdidas térmicas a través de todo el trazado de tuberías. Como ejemplo, no sería necesario disponer del intercambiador de calor aceite-agua, ya que se produciría la Generación Directa de Vapor (GDV), tecnología que ya se ha estado investigando durante años y demostrado su viabilidad, como la planta experimental DISS existente en la Plataforma Solar de Almería en funcionamiento desde el año 1998. A nivel comercial, esta tecnología se considera el próximo avance tecnológico de los CCPs.

3.3 Uso del vapor en la industria

El descubrimiento del uso del vapor en la industria fue un gran avance, y el motor de la revolución industrial.

El vapor de agua es un servicio muy común en la industria, que se utiliza para proporcionar energía térmica a los procesos de transformación de materias primas a productos, por lo que la eficiencia del sistema para generarlo, la distribución adecuada y el control de su consumo, tendrán un gran impacto en la eficiencia total de la planta. Esta situación se refleja en los costos de producción del vapor y, en consecuencia, en la competitividad y sustentabilidad de la empresa.

Por ello se trabaja duramente en la innovación de los sistemas de captadores cilindroparabólicos, ya que su finalidad es la captación de la energía solar para aplicarla dentro de algún proceso industrial como sustituto, en su mayor parte posible, de las fuentes energéticas convencionales, con sus correspondientes reducciones económicas. Por ejemplo, en España la industria es la mayor usuaria de energía (con más del 50% de la demanda) y el 35% de la demanda energética tiene lugar dentro del rango de media temperatura (80-300 °C), para la cual los CCPs resultan muy apropiados.

De entre las dos grandes aplicaciones de los CCPs, siendo una de ellas la generación de electricidad, este proyecto está relacionado con la del abastecimiento de energía térmica en forma de vapor de agua a procesos industriales térmicos que consumen energía en el rango de temperaturas comprendido entre 125 °C y 400 °C (industria alimentaria, petroquímica, láctea, procesado de residuos, etc.). A este tipo de procesos industriales térmicos se les conoce como IHP (Industrial Process Heat).

El uso de la energía solar para alimentar energéticamente procesos industriales térmicos (aplicaciones IHP) presenta dos ventajas importantes frente a las aplicaciones residenciales o domésticas de la energía solar:

- Las cargas industriales son generalmente más constantes a lo largo del año.
- Las plantas industriales normalmente tienen personal propio que podría atender el mantenimiento de un sistema solar.

Puesto que las necesidades energéticas de los procesos industriales dentro del rango de la media temperatura consisten principalmente en la demanda de vapor, a continuación se van a describir las tres configuraciones más comunes para abastecer vapor a un proceso industrial a partir de un campo de captadores cilindroparabólicos.

El vapor, que es el medio de transferencia de calor más común en la industria para temperaturas inferiores a los 250 °C donde se requiere la implementación de una interfase entre el sistema solar y el proceso industrial, se puede aportar con CCPs en tres formas básicas:

1. Utilizando en los captadores solares un fluido de trabajo que, una vez calentado en ellos, transfiera la energía térmica a una caldera sin llama (intercambiador de calor) donde se produce el vapor que alimenta al proceso industrial. El aceite es un fluido de trabajo muy común en los captadores solares para este tipo de sistemas, ya que se comporta como un buen medio de transferencia de calor.
2. Circulando agua presurizada en los captadores y convirtiéndola rápidamente a vapor en un tanque de expansión súbita (flashing). Hasta ahora, este método se ha venido usando solamente para temperaturas no demasiado altas (menos de 200 °C), debido, como se ha comentado anteriormente, a la alta presión necesaria en los tubos receptores de los captadores solares y en las tuberías del campo solar.
3. Evaporando agua directamente en los captadores. Esto es lo que se conoce como proceso DSG (Direct Steam Generation). El principal problema que presenta esta opción es también la alta presión de trabajo que conlleva y posibles inestabilidades en el flujo bifásico agua vapor.

Las ventajas que han encontrado las empresas en el uso de vapor como suministro térmico en la industria, son:

- No necesita bombas para ser transportado de un lugar a otro (se realiza desde la misma caldera), que es el corazón de la red.
- No tiene peligro de incendio.
- Mediante dos válvulas en el circuito de vapor, podemos controlar fácilmente la presión y la temperatura de nuestra instalación.
- El vapor tiene un elevado poder calorífico por unidad de masa, lo que significa que nos permite transportar una buena cantidad de energía de un lugar a otro por cada unidad de masa.
- Se puede conseguir un excelente coeficiente de transferencia térmica (2,3 a 2,9 kW/m²·°C). Es decir, resulta fácil que el vapor desprenda el calor que transporta en un punto más frío.
- Ese potencial energético puede ser utilizado para producir trabajo en turbinas (producir energía eléctrica) o bombas (producir energía mecánica).

- Mediante los equipos necesarios (eyectores de vapor) también puede ser utilizado para producir vacío.

3.4 Teoría de funcionamiento de los CCP

A continuación, se presentan ciertos conceptos importantes para comprender, con más detalle, el funcionamiento de este tipo de captadores solares y para calcular parámetros que nos indiquen el rendimiento de los mismos.

3.4.1 Ángulo de incidencia

Se ha mencionado anteriormente la propiedad intrínseca de la parábola de reflejar hacia el foco aquellos rayos que incidan paralelos al eje, o lo que es lo mismo, perpendiculares a la apertura de la parábola. El sistema de seguimiento busca siempre que el captador esté posicionado de forma que la radiación solar incida lo más perpendicularmente posible al plano de apertura, pero debido a que el captador rota únicamente sobre un eje, esto sólo ocurre en momentos muy concretos a lo largo del año.

Lo que en realidad ocurre, es que el captador se posiciona de manera que la radiación solar, al proyectarse sobre un plano perpendicular a la línea focal del concentrador parabólico posea la misma dirección que el vector normal al plano de apertura del concentrador. Es decir, la radiación incidente tendrá siempre una componente contenida en el plano perpendicular a la apertura del colector que pasa por la línea focal.

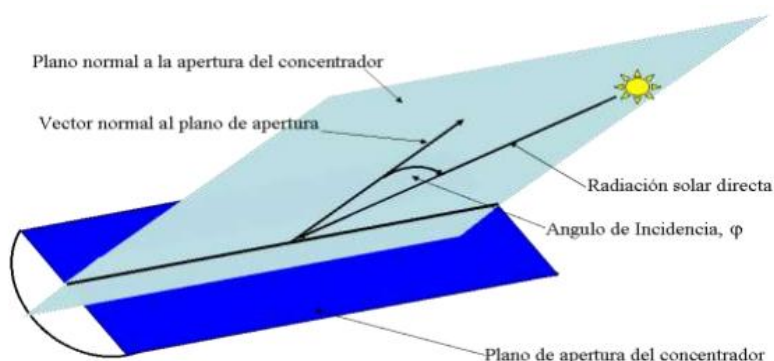


Figura 24 - Ángulos y planos de un CCP

Se conoce como *Ángulo de Incidencia* (φ) al ángulo formado por la radiación solar directa incidente y el vector normal al plano de apertura del colector. Éste ángulo tiene gran

importancia sobre el comportamiento térmico del colector puesto que limita la cantidad de radiación solar que se puede aprovechar. Cuanto menor sea dicho ángulo se aprovecha mayor cantidad de la radiación total incidente, aumentando el rendimiento.

3.4.2 Razón de Concentración, Ángulo de Aceptancia y Ángulo de Abertura de un CCP

La *Razón de Concentración Geométrica* ($c_{\text{geométrica}}$) es el cociente entre el área de apertura del colector y el área total del tubo metálico absorbedor. Se debe diferenciar de la *Razón de Concentración Óptica* ($c_{\text{óptica}}$), que es el cociente entre el flujo de energía radiante antes y después de la concentración. Se hace la distinción entre la radiación geométrica y óptica puesto que la radiación solar reflejada por el concentrador incide solamente sobre una parte de la superficie del tubo absorbedor.

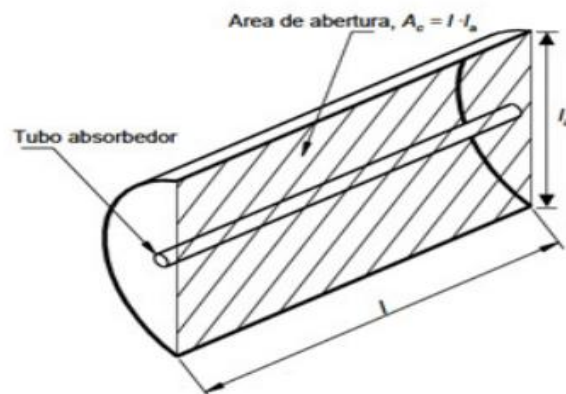


Figura 25 - Área de abertura de un colector CCP

El *Ángulo de Aceptancia* (β) es el ángulo máximo que puede ser formado por dos rayos en un plano transversal a la apertura del colector de manera que intercepten el tubo absorbedor después de ser reflejados.

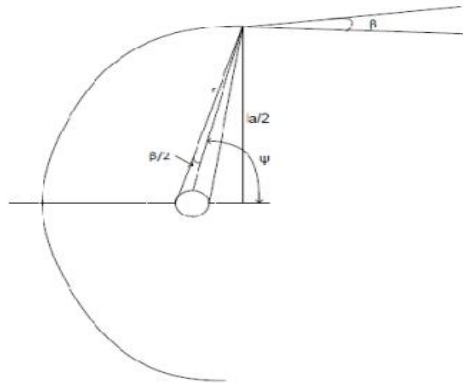


Figura 26 - Ángulo de Aceptancia de un CCP

La concentración geométrica y el ángulo de aceptación están relacionados entre sí mediante una relación inversa. Para aumentar la concentración geométrica se debe disminuir el ángulo de aceptación. Esta relación está limitada por el hecho de que el ángulo de aceptación no puede ser menor de $32'$. Esto es debido a que el Sol, desde la Tierra, no se ve como un punto sino como una circunferencia, siendo $32'$ el ángulo sólido bajo el cual se ve la esfera solar.

Por tanto, en un captador que tenga un ángulo de aceptación inferior a $32'$, por cuestiones geométricas, parte de la radiación reflejada no interceptará nunca al tubo. Esto determina que la concentración suele mantenerse en valores entre 20 y 30, a pesar de que su límite teórico es del orden de 70. Así mismo, cuanto más concentración se desea, más preciso debe ser el sistema de seguimiento, cuya precisión debe ser siempre inferior al ángulo de aceptación para garantizar que el colector corrija su posición con la suficiente frecuencia como para que no haya rayos que incidan con un ángulo superior al de aceptación.

Por último, el *Ángulo de Apertura* (ψ) es el ángulo formado por la bisectriz de la parábola y la línea que une el centro del tubo absorbedor con el extremo de la parábola. Suele tomar valores próximos a 90° por dos motivos. En primer lugar, porque al disminuir el ángulo la superficie reflectora se incrementa considerablemente en comparación con el aumento de área de apertura. En segundo lugar, porque la razón de concentración se ha demostrado que es máxima cuando el ángulo de apertura es de 90° .

3.4.3 Pérdidas ópticas

Las pérdidas ópticas de un colector son debidas a los defectos ópticos de los materiales que lo componen: la superficie del concentrador no es un reflector perfecto, ni el vidrio del tubo absorbedor es completamente transparente, ni el recubrimiento selectivo del tubo metálico

es un absorbedor perfecto, ni el colector tiene una forma parabólica perfecta. Todas estas imperfecciones acumuladas hacen que no toda la radiación incidente sobre el colector acabe siendo absorbida por el fluido térmico.

Siguiendo la trayectoria que siguen los fotones de la radiación solar directa desde que incide en el captador hasta que termina en el fluido, se pueden definir cuatro parámetros principales que intervienen en las pérdidas ópticas.

El primero de ellos es la *Reflectividad de la Superficie Reflectante del Concentrador Parabólico* (ρ). Este factor describe que debido a las imperfecciones propias de la superficie reflectora y a la suciedad que ésta tenga, no toda la radiación incidente es reflejada hacia el tubo absorbedor. Los valores normales de reflectividad de un concentrador limpio están alrededor del 92%, valor que, por efecto de la suciedad, se reduce un 0,2% diariamente.

El segundo es el *Factor de Interceptación total* (γ). No toda la radiación reflejada acaba incidiendo sobre el tubo absorbedor, es decir, hay parte de la misma que no es interceptada por la cubierta del tubo de vidrio. Las causas son diversas, desde las imperfecciones en la superficie de los espejos, errores de posicionamiento del colector o los bloqueos que pueden crear los soportes y los fuelles del mismo tubo absorbedor. Un valor típico de este factor es 93% (el 93% de la radiación reflejada acaba interceptando el tubo).

El tercer factor es la *Transmisividad de la Cubierta de Cristal* (τ). De aquella radiación que intercepta el tubo de vidrio, sólo una parte consigue atravesarlo. La transmisividad es el cociente entre la radiación que pasa a través de la cubierta de vidrio y la radiación total incidente sobre ella. Un valor típico es 0,91, aunque puede ser aumentado hasta 0,96 aplicando tratamientos antirreflexivos sobre las dos caras del cristal. Debe indicarse que estos tratamientos tienen una baja resistencia a las inclemencias meteorológicas y, con el tiempo, se acaban destruyendo, con lo que la transmisividad se reduce.

El último factor es la *Absortividad de la Superficie Selectiva* (α). Este factor cuantifica la cantidad de radiación que consigue absorber la superficie selectiva del tubo metálico interior. Los valores típicos se encuentran entre 0,90 y 0,96.

El *Rendimiento Óptico* (η_{opt}) es el producto de estos cuatro factores:

$$\eta_{opt} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha$$

Los cuatro parámetros anteriores dependen del ángulo con el que la radiación incide sobre el plano de la apertura del colector. El valor del ángulo de incidencia (φ) es inversamente proporcional al valor de estos parámetros. Por este motivo, se define un valor nominal para los cuatro parámetros, que corresponde a un ángulo de incidencia de 0° (radiación incidente

perpendicular al plano de apertura del colector). Así mismo, se define el *Rendimiento Óptico Pico* como el mayor rendimiento que se puede obtener y es el producto de los valores nominales de los cuatro parámetros:

$$\eta_{opt,0^0} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha |_{\varphi=0^0}$$

3.4.4 Pérdidas geométricas

Estas pérdidas cuantifican la disminución de área efectiva de captación de los colectores. Se dividen en dos tipos:

- Las debidas a la posición de los colectores entre sí.
- Las debidas a cada colector.

Las primeras son las pérdidas por sombras. Se deben a las sombras que una fila de colectores proyecta sobre la fila siguiente, causando que parte de su superficie no esté expuesta a la radiación solar directa. Estas pérdidas se pueden reducir, o incluso evitar, aumentando la distancia entre las filas de colectores.

El otro tipo de pérdidas son las denominadas inherentes a cada colector. Se deben a que la radiación incidente lo hace casi siempre con un cierto ángulo respecto a la normal del plano de apertura del colector, el ángulo de incidencia (φ). Éste ángulo varía en función de la hora y del día del año, y provoca que en los extremos del colector haya una pérdida de superficie reflexiva útil.

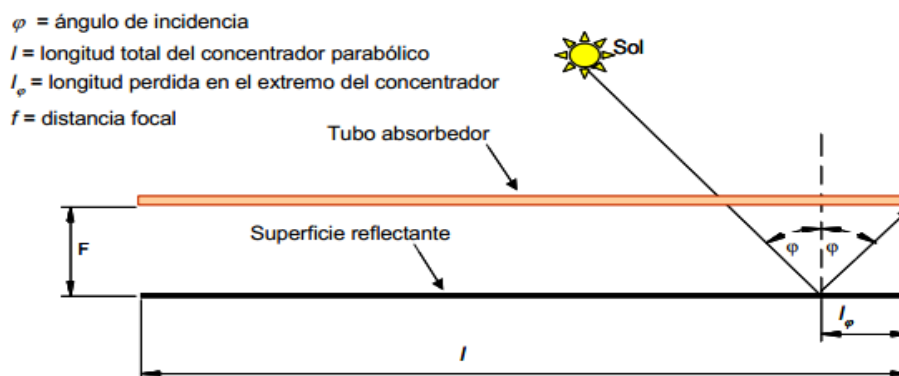


Figura 27 - Pérdidas geométricas en un CCP

Como se observa en la figura anterior, debido al ángulo de incidencia existe una zona al final del captador que, aunque recibe radiación, la refleja más allá de donde acaba el tubo

receptor y, por tanto, nunca será interceptada por el mismo. Este área no útil (A_e) del captador puede ser calculada mediante la siguiente expresión:

$$A_e = l_a \cdot l_\varphi = l_a \cdot f_m \cdot \tan \varphi$$

$$f_m = f + \frac{f \cdot l_a}{48 \cdot f^2}$$

Donde:

φ = ángulo de incidencia.

l = longitud total del concentrador parabólico.

l_φ = longitud perdida en el extremo del concentrador.

f = distancia focal.

Tanto las pérdidas ópticas como las geométricas se ven afectadas por el ángulo de incidencia: son mínimas cuando el ángulo es 0° y máximas cuando es 90° . Existe un parámetro denominado *modificador por ángulo de incidencia*, $K(\varphi)$, que cuantifica el efecto del ángulo de incidencia sobre el rendimiento del colector y, por tanto, es una medida de todas las pérdidas ópticas y geométricas que ocurren en un colector por el hecho de ser el ángulo de incidencia distinto de 0° .

3.4.5 Pérdidas térmicas

Las pérdidas térmicas se producen a lo largo del circuito por donde se mueve el fluido térmico, principalmente en los tubos absorbedores y los tramos de tuberías del campo de colectores. De entre estos dos lugares, las pérdidas más importantes son aquellas que se producen en el tubo absorbedor y son las que se describen a continuación.

Las pérdidas térmicas que ocurren en un tubo absorbedor son las siguientes:

- Pérdidas por conducción a través de los soportes del tubo.
- Pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo metálico a la cubierta de vidrio.
- Pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente.

De todas estas pérdidas, las primeras se pueden considerar despreciables y, además, en aquellos absorbedores que tengan vacío entre el tubo de vidrio y el metálico, las pérdidas

térmicas por convección no existen. Por tanto, las pérdidas térmicas que se producen en un tubo absorbedor son las que se representan en la figura siguiente.

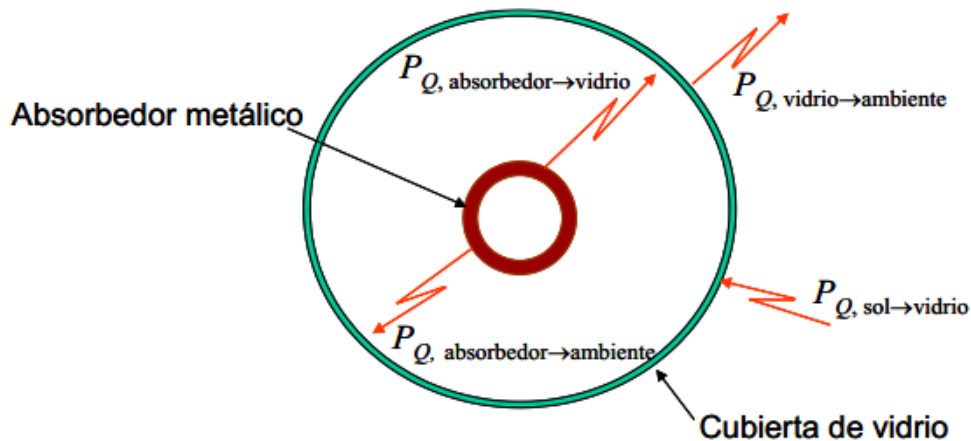


Figura 28 - Pérdidas térmicas en el tubo absorbedor CCP.

Donde:

- $P_{Q,absorbedor \rightarrow ambiente}$: Pérdidas térmicas por radiación en el tubo metálico absorbedor.
- $P_{Q,absorbedor \rightarrow vidrio}$: Pérdidas térmicas por conducción y convección entre el tubo metálico absorbedor y la cubierta de vidrio.
- $P_{Q,vidrio \rightarrow ambiente}$: Pérdidas térmicas por convección y radiación desde la cubierta de vidrio del tubo absorbedor al ambiente.
- $P_{Q,sol \rightarrow vidrio}$: Flujo de energía radiante proveniente del Sol que es absorbida por la cubierta de vidrio del tubo absorbedor.

A pesar de que todas estas pérdidas describen el funcionamiento térmico del colector y pueden ser calculadas analíticamente, en la práctica las pérdidas térmicas globales de un CCP suelen calcularse mediante un coeficiente global de pérdidas térmicas desde el tubo absorbedor al ambiente (U_{Labs}).

El valor de las pérdidas térmicas a partir de dicho coeficiente global de pérdidas se determina mediante la siguiente expresión:

$$P_{Q,colector \rightarrow ambiente} = P_{Q,absorbedor \rightarrow ambiente} + P_{Q,absorvedor \rightarrow vidrio} = U_{Labs} \cdot \pi \cdot d_0 \cdot l \cdot (T_{abs} - T_{amb})$$

Donde:

- T_{abs} : es la temperatura media del tubo absorbedor metálico.
- T_{amb} : es la temperatura ambiente.

d_o : es el diámetro exterior del tubo metálico absorbedor.

l : es la longitud del tubo absorbedor.

El valor del coeficiente global se debe determinar experimentalmente, realizando distintos ensayos de pérdidas térmicas sobre el colector en el rango de temperaturas para el cual ha sido diseñado. Es usual que dicho coeficiente se exprese por unidad de área del tubo absorbedor, siendo sus unidades $W/m_{abs}^2 \cdot K$.

3.4.6 Rendimiento de un Captador Cilindroparabólico

La potencia térmica útil que proporciona el captador cilindroparabólico es menor que la que se tendría en condiciones ideales, ya que hay que considerar todas las pérdidas descritas en el apartado anterior: ópticas, geométricas y térmicas, que tienen lugar en un captador. Seguidamente se tratará de explicar cómo se calcula la potencia térmica útil que se da en un captador en función de la irradiancia solar directa y de los parámetros característicos del captador.

Potencia Radiante sobre un Captador Cilindroparabólico:

El flujo de energía o potencia radiante que transmite la radiación solar directa sobre el plano de abertura de un captador cilindroparabólico se expresa mediante:

$$P_{Q,sol \rightarrow captador} = A_c \cdot E_d \cdot \cos(\varphi)$$

Donde:

$P_{Q,sol \rightarrow captador}$: potencia radiante sobre la apertura del captador (W).

A_c : área de abertura de la superficie reflexiva del captador (m^2).

E_d : irradiancia solar directa (W/m^2).

φ : ángulo de incidencia ($^\circ$).

En la anterior ecuación se considera que la componente normal a la superficie de apertura del captador es solo la radiación solar directa que puede trabajar el captador, por ello está incluido el ángulo de incidencia en la expresión. También añadir que en base al área de abertura de la superficie del captador, no se tiene en cuenta los espacios existentes entre módulos adyacentes dentro de un mismo captador.

Potencia Térmica Útil dada por un Captador Cilindroparabólico:

La potencia térmica útil proporcionada por un captador puede ser calculada en términos del incremento entálpico que experimenta el fluido de trabajo en el captador:

$$P_{Q,captador \rightarrow fluido} = q_m \cdot (h_{out} - h_{in})$$

Donde:

$P_{Q,captador \rightarrow fluido}$: potencia térmica útil suministrada por el captador (W).

q_m : caudal másico del fluido de trabajo (kg/s).

h_{out} : entalpía específica del fluido de trabajo a la salida del captador (J/kg).

h_{in} : entalpía específica del fluido de trabajo a la entrada del receptor (J/kg).

Posteriormente se mostrará cual es la expresión que debe usarse para calcular teóricamente la potencia térmica útil que dará un captador bajo unas determinadas condiciones de operación.

Rendimientos en un Captador Cilindroparabólico:

En el rendimiento global del captador se consideran todas las pérdidas que tienen lugar en el captador: ópticas, geométricas y térmicas, y se calcula como el cociente entre la potencia térmica útil suministrada por el captador y la potencia radiante que incide sobre el plano de abertura del captador debida a la radiación solar directa, de acuerdo con:

$$\eta_{global} = \frac{P_{Q,captador \rightarrow fluido}}{P_{Q,sol \rightarrow captador}}$$

Parte del flujo de energía o potencia solar radiante que incide sobre el captador se pierde a causa del rendimiento óptico, mientras que otra parte se pierde como consecuencia de la existencia de un ángulo de incidencia $\varphi \neq 0^\circ$. Las pérdidas en el captador se completan con las pérdidas térmicas que tienen lugar en el tubo absorbedor del captador, como consecuencia de su mayor temperatura sobre la ambiente.

El rendimiento óptico no depende de la radiación solar ni de la temperatura de trabajo del fluido, debiendo permanecer constante su valor mientras que no se produzca una degradación de alguno de los cuatro parámetros que lo componen. Por ello, el fabricante del CCP da este valor como uno de los parámetros característicos de su captador. El valor de $\eta_{opt,0^0}$ sí depende del grado de ensuciamiento del captador, F_e , ya que ello afecta a la reflectividad de los espejos y a la transmisividad de la cubierta de vidrio del tubo absorbedor. Esta dependencia obliga a que cuando da este valor, el fabricante tiene que especificar el grado de limpieza para el cual es válido. Normalmente el fabricante da el valor del *Rendimiento Óptico Pico* para un captador en perfecto estado de limpieza. El grado de limpieza se refiere a la disminución que experimenta $\eta_{opt,0^0}$ cuando los espejos del concentrador y el tubo de cristal del absorbedor no están totalmente limpios. Así, para un grado de limpieza del 100%, el rendimiento óptico pico será el nominal, mientras que para un grado de limpieza del 90%, el valor del rendimiento óptico pico será solo del 90% de su valor máximo nominal.

Un valor típico del rendimiento óptico pico, $\eta_{opt,0^0}$, es aproximadamente 0,75, cuando el grado de limpieza es del 100%.

Cálculo de la Potencia Térmica Útil que proporciona un CCP:

El cálculo de la potencia térmica útil que nos puede suministrar un captador cilindroparábólico, $P_{Q,captador \rightarrow fluido}$, en función de la irradiancia solar directa que incide sobre él, $P_{Q,sol \rightarrow captador}$, y de los parámetros del captador, se calcula mediante la siguiente ecuación, donde F_e es el factor de ensuciamiento del captador ($0,95 < F_e < 1$).

$$P_{Q,captador \rightarrow fluido} = A_c \cdot E_d \cdot \cos(\varphi) \cdot \eta_{opt,0^0} \cdot K(\varphi) \cdot F_e - P_{Q,captador \rightarrow ambiente}$$

Finalmente, la ecuación anterior es la que se emplea en la fase de diseño de un campo solar de captadores cilindroparábólicos, de modo que a partir de los parámetros del captador (A_c , $\eta_{opt,0^0}$, $K(\varphi)$, d_0 , etc.) y de las condiciones de contorno previstas para el punto de diseño (E_d , T_{abs} , φ , T_{amb}) se puede predecir la potencia térmica útil que dará el captador solar cilindroparábólico que se esté considerando.

CAPÍTULO 4. CONSIDERACIONES BÁSICAS

4.1 Estudio y selección del emplazamiento

Al tratarse de una planta termosolar destinada a satisfacer parte de los consumos térmicos de una fábrica láctea, para minimizar las pérdidas por transporte del fluido caloportador, la ubicación de la planta solar debería estar en los terrenos adyacentes de la fábrica.

En este caso, como comentamos en el capítulo 2, por tema de confidencialidad de los datos, no se nos permite revelar la ubicación de la fábrica de estudio y por tanto no podemos hacerlo de este modo, por lo que se ha seleccionado un emplazamiento próximo al lugar del que se dispone de datos de radiación directa, situado en la provincia de Sevilla, comprobando que cumpliera los requisitos necesarios para albergar este tipo de instalación:

- Dimensiones y orientación. La superficie de terreno necesaria para la instalación de la planta termosolar dependerá del resultado del dimensionado que se realice a partir de los datos de consumo térmico de la planta y del porcentaje de este consumo que se pretenda cubrir con la planta, pero en primera aproximación necesitaríamos un terreno de unos 600m en dirección Norte-Sur y 200m en dirección Este-Oeste.
- Fácil acceso por carretera para posibilitar el transporte de todos los elementos de la planta solar.
- Baja pendiente para minimizar los trabajos necesarios de movimiento de tierras para nivelar el terreno.

Las coordenadas del emplazamiento seleccionado son las siguientes

Coordenadas emplazamiento	
Latitud	37°30'24,2" N
Longitud	5°52'39,9" W

Tabla 4 - Coordenadas emplazamiento

Utilizando la herramienta SIGPAC (Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas) obtenemos la información de la parcela. La referencia catastral de la parcela es la 41:81:0:0:4:48. Los datos de la parcela se encuentran en el anexo.

La parcela, perteneciente al municipio de La Rinconada (Sevilla), tiene una superficie 24,0155 ha, una pendiente de 0,6% y está subdividida en dos recintos con diferentes usos.

Recinto	Superficie (ha)	Pendiente (%)	Uso
2	23,9552	0,6	TA (Tierra Arable)
3	0,0602	0.5	IM (Improductivos)

Tabla 5 - Recintos de la parcela

La parcela se encuentra a 500m de la carretera Sevilla - Brenes SE-111

4.2 Análisis del recurso solar

Para la evaluación del potencial solar se realiza un análisis del recurso solar a través de los datos meteorológicos proporcionados por la Plataforma Solar de Almería (PSA), medidos en una ubicación próxima al enclave elegido, dentro de la provincia de Sevilla.

Estos datos facilitados por la PSA aportan información de temperatura (°C) e Irradiancia directa (W/m²) en intervalos quinceminutales para un año completo.

Los datos de irradiancia solar han sido tomados in situ mediante el uso de un pirheliómetro, por lo que se consideran como los datos más fiables y cercanos a los datos reales que encontraríamos en el emplazamiento de la fábrica.

El primer análisis que realizamos son las horas de sol que nos vamos a encontrar en el emplazamiento a lo largo del año, tal y como se muestra en la siguiente figura.

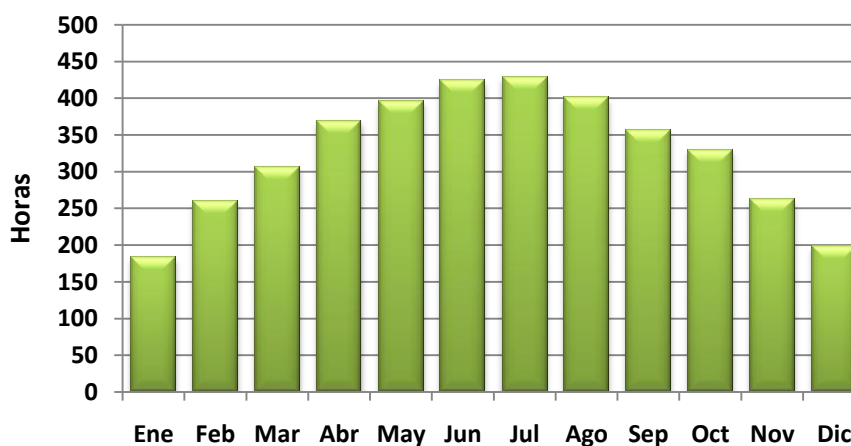


Figura 29 - Horas de Sol durante el año.

Como es lógico, al estar el emplazamiento situado en la provincia de Sevilla, tendremos más horas de Sol en los meses centrales del año que en los meses de invierno. Pero para hacernos una mejor idea del porcentaje que representan sobre las horas totales del mes al que pertenecen, hemos realizado la siguiente tabla. Los resultados muestran que las horas de Sol de la zona son bastante altas, ya que desde el mes de abril hasta septiembre, el porcentaje de horas de Sol con respecto a las horas totales del mes es superior al 50%, y en los meses de invierno, que son meses con menos horas de Sol debido a la posición de la Tierra respecto al Sol, también presentan un valor muy alto. Los resultados obtenidos de este análisis ponen de manifiesto la idoneidad de este emplazamiento, pues tendremos muchas horas de sol y pocas nubes a lo largo del año. Y al cabo del año tendremos 3916 horas de sol.

	Horas de Sol	% horas totales
Ene	183	24,50%
Feb	260	38,70%
Mar	306	41,20%
Abr	369	51,30%
May	396	53,20%
Jun	424	58,90%
Jul	429	57,60%
Ago	401	53,90%
Sep	356	49,50%
Oct	330	44,30%
Nov	263	36,50%
Dic	199	26,80%

Tabla 6 - Horas de Sol y % sobre horas totales.

A continuación, analizaremos la evolución de la temperatura ambiente a lo largo del año, ya que dependiendo de su valor las pérdidas térmicas de la planta solar serán mayores o menores.

	Temperatura Máxima (°C)	Temperatura Mínima (°C)
Ene	18,01	3,90
Feb	25,24	7,00
Mar	27,37	9,02
Abr	43,22	9,90
May	36,08	11,50
Jun	37,83	13,30
Jul	41,70	18,00
Ago	40,90	17,61
Sep	39,21	14,30
Oct	33,25	11,06
Nov	24,93	6,60
Dic	20,80	4,20

Tabla 7 - Evolución de la temperatura durante el año.

La conclusión a la que llegamos, es que en ningún día del año la temperatura será inferior a 3,9 °C, por lo que no tendremos problemas con el aceite que se ha elegido como fluido caloportador para este proyecto, y otro dato que llama la atención, es la temperatura máxima de 43,22 °C, ya que se obtiene en el mes de Abril y no en los meses de verano. Este hecho hace pensar que un valor tan alto de la temperatura ambiente en el mes de abril puede haberse debido a un fallo puntual en el sensor correspondiente. Comprobamos que este valor se registró a la 04:20 de la mañana del 12 de abril y los registros anterior y posterior a este marcan una temperatura de 18,3 y 17,6, con lo que con toda probabilidad este valor se debe a un fallo puntual del sensor. Si obviamos este registro, la máxima temperatura se registró el 31 de Julio, con un valor de 41,7 °C.

Aplicando esta corrección, la tabla anterior quedaría del siguiente modo:

	Temperatura Máxima (°C)	Temperatura Mínima (°C)
Ene	18,01	3,90
Feb	25,24	7,00
Mar	27,37	9,02
Abr	30,10	9,90
May	36,08	11,50
Jun	37,83	13,30
Jul	41,70	18,00
Ago	40,90	17,61
Sep	39,21	14,30
Oct	33,25	11,06
Nov	24,93	6,60
Dic	20,80	4,20

Figura 30 - Evolución de la temperatura durante el año.

Otra variable que analizamos es la irradiación solar directa acumulada tanto en los distintos meses como la acumulada en todo el año. En la siguiente figura, se muestra cómo ha evolucionado dicha variable durante los meses del año.

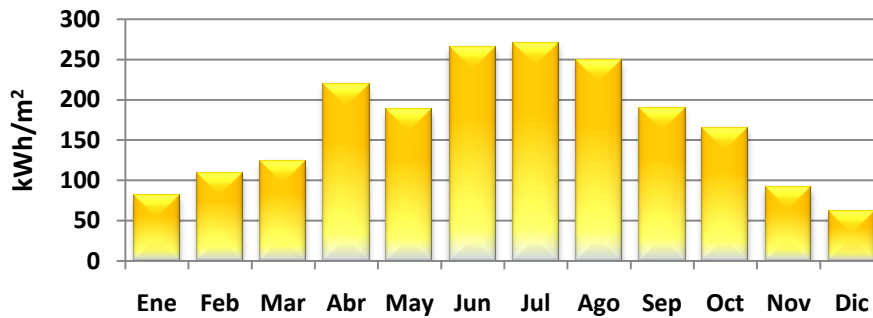


Figura 31 - Irradiación Solar Directa acumulada (kWh/m²)

La irradiación solar directa acumulada en todo el año tiene un valor de **2.013 kWh/m²**. También vemos que el mes de mayo presenta un valor de irradiación solar directa acumulada bajo, ya que si siguiera la tendencia de las horas de Sol, mostrada en la figura 29, tendría que tener un valor inferior al de junio y superior al de abril, por lo que podemos suponer que la actividad solar en este mes fue inferior a lo que debería ser habitual para este mes.

Otro estudio que hemos realizado es la comparación entre la temperatura y la irradiancia solar en un día claro de junio y un día claro de diciembre. El día más claro, es decir, el que presenta más horas de sol del mes de junio es el 15, y el de menos horas de sol es el 16 de diciembre.

Como vemos en la siguiente gráfica la evolución de las temperaturas a lo largo del día, es similar tanto en el mes de junio como en el de diciembre, presentándose unos valores más bajos en diciembre que en junio.

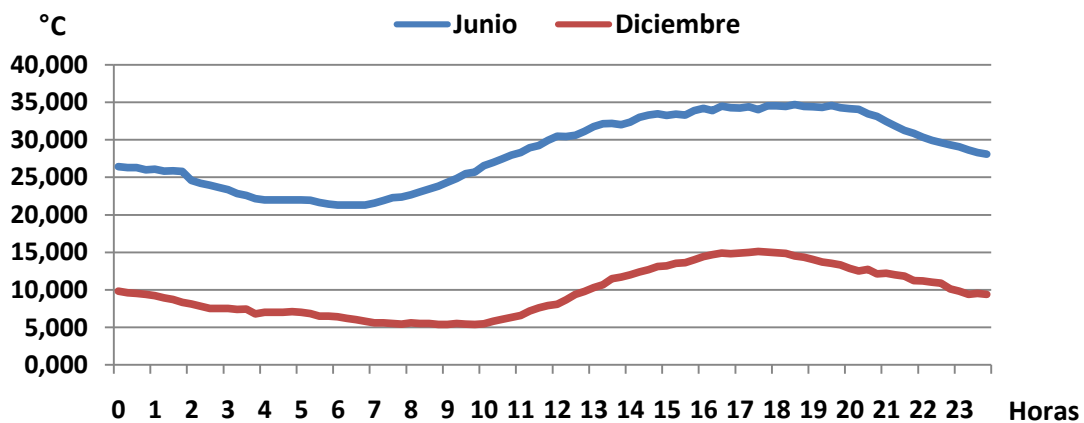


Figura 32 - Temperatura ambiente

Pero si nos fijamos en la evolución que presenta la irradiancia solar directa, mostrada en figura 33, comprobamos que en el mes de junio, existen más horas de sol que en diciembre, por lo que la irradiación acumulada al cabo del día de junio será mayor que en diciembre. También observamos que en las horas centrales del día casi tienen la misma irradiancia solar.

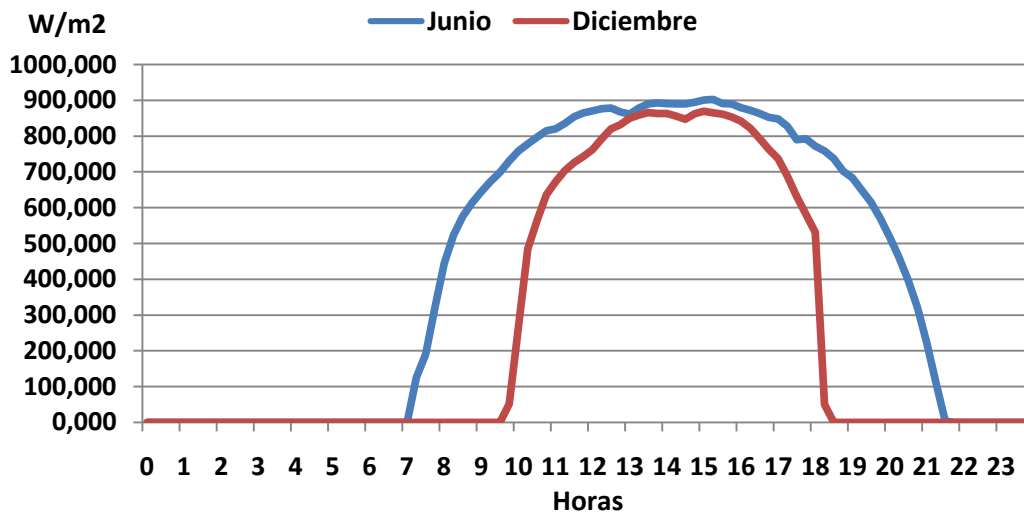


Figura 33 - Irradiancia Solar Directa

Como hemos visto, la evolución de la irradiancia solar directa varía mucho de un mes a otro, por lo que otro parámetro interesante para analizar, sería ver el número de horas en el año con irradiancia solar directa mayores a 900 W/m², mayores a 800 W/m², así hasta número de horas de irradiación solar mayores a 100 W/m². Para ello tenemos las siguientes gráfica.

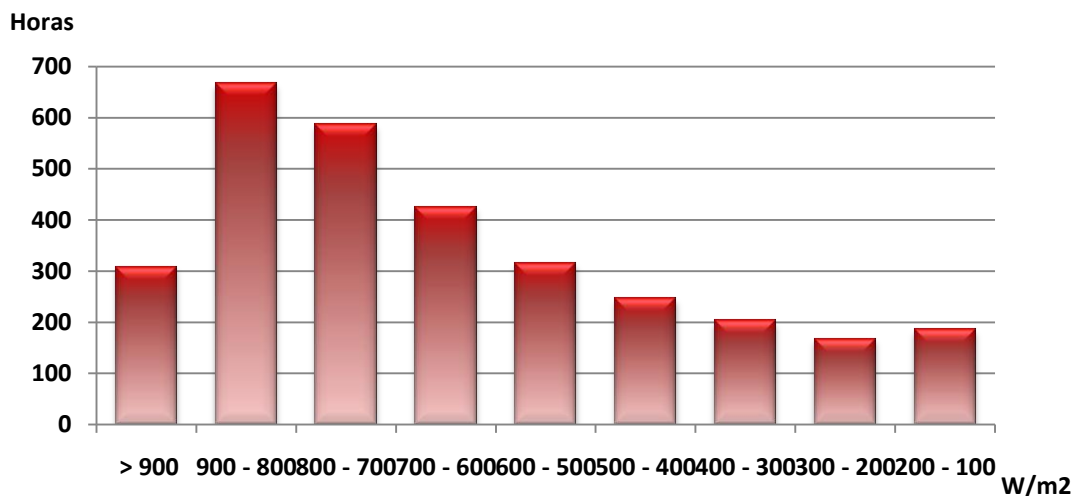


Figura 34 - Número de horas de irradiación solar por intervalos de irradiancia

Se puede apreciar que las mayores horas de irradiación las tenemos en valores comprendidos entre los 900 W/m^2 y los 500 W/m^2 .

En el caso de no haber dispuesto de datos reales existen otras fuentes de obtención de datos de radiación que se describen brevemente a continuación.

NASA: National Aeronautics and Space Administration

<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi>

El sistema de información geográfico desarrollado por el proyecto POWER (*Prediction of Worldwide Energy Resource*) de la NASA proporciona información de numerosos parámetros meteorológicos, basado en observaciones satelitales, incluyendo entre otros irradiación diaria ($kWh/m^2 \cdot día$), irradiancia en intervalos de 3 horas (kW/m^2), temperatura del aire ($^{\circ}C$), humedad relativa (%), presión atmosférica (kPa), precipitaciones ($mm/día$), etc. Estos datos meteorológicos poseen una precisión de mallado de 1 grado de longitud por un 1 grado de latitud, abarcando todo el planeta con 64.800 regiones.

Los datos son generados utilizando el sistema GEOS 4 (*Goddard Earth Observing System, Version 4*). Los datos de la energía solar se generan utilizando el algoritmo de onda corta Pinker/Laszlo. Los datos de nubes se toman del ISCCP (*International Satellite Cloud Climatology Project DX dataset*)

S.I.A.R.: Sistema de Información Agroclimática para el Regadío

<http://eportal.magrama.gob.es/websiar/Inicio.aspx>

El Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente a través de la Subdirección General de Regadíos y Economía del Agua pone a disposición de los usuarios de forma gratuita toda la información recogida a través de la Red de estaciones agrometeorológicas de SIAR.

Desde el portal de la Red SIAR es posible consultar y descargar los datos meteorológicos diarios, semanales o mensuales de una o varias estaciones



Instrumentos Instalados		
Instrumento	Fabricante	Modelo
Termohigrómetro	Rotronic	HC2-S3
Anemoveleta	R.M. Young	05103
Piranómetro	SKYE Instruments	SP1110
Pluviómetro	Campbell Scientific	ARG100
Sensor Tª Suelo	No Instalado	
Datalogger	Campbell Scientific	CR10X

Figura 35 - Estación SE12 de La Rinconada (Sevilla), la más próxima al emplazamiento de estudio.

PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

El sistema de información geográfica fotovoltaica (PVGIS) proporciona un inventario de base cartográfica del recurso de energía solar y la evaluación de generación eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos en Europa, África y el sudeste de Asia.

Forma parte del programa SOLAREC creado por la Comisión Europea para contribuir a la implementación de las energías renovables en la Unión Europea como suministro de energía sostenible y de largo plazo mediante la realización de nuevos desarrollos en ciencia y tecnología en los campos donde se requiere coordinación y solicitados por clientes.

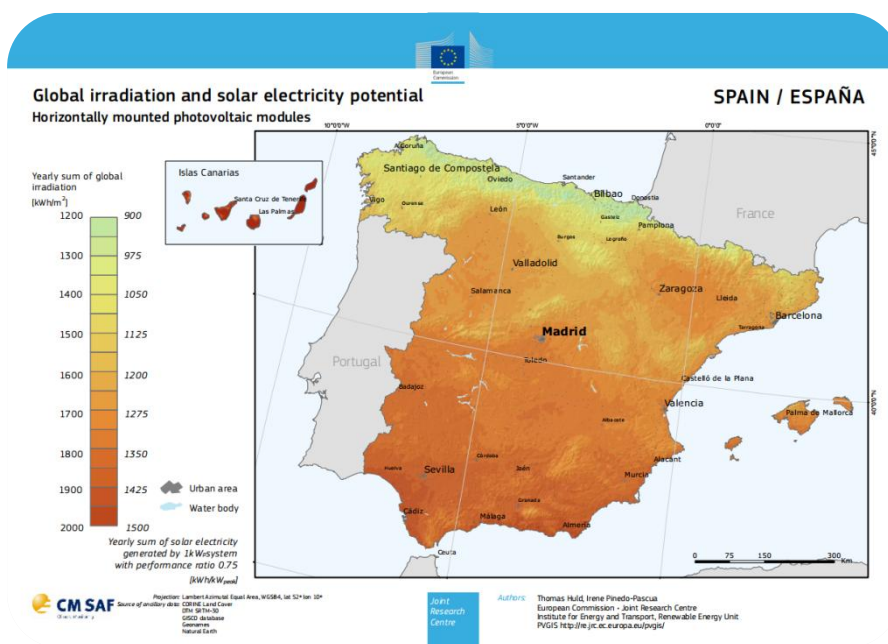


Figura 36 - Mapa de irradiación global en el plano horizontal. PVGIS © EuropeanUnion, 2001-2012

SODA-Esra: Solar Radiation Data

http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_free_eng.php

SoDa es un intermediario para una lista de servicios y servicios web relacionados con la radiación solar, desarrollado por el CEP (Centre Energétique et Procédés), un laboratorio de la escuela de ingenieros Mines-ParisTech, y ARMINES, una estructura creada en 1967 basada en el concepto de investigación orientada hacia la industria.

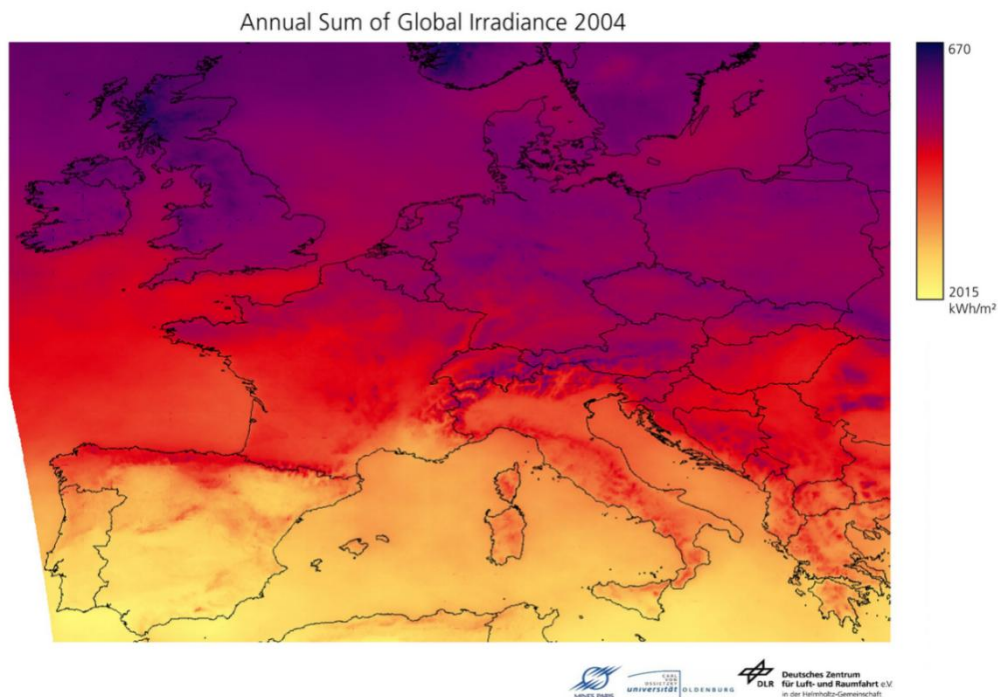


Figura 37 - Mapa de irradiación global anual de Europa.

Copyright DLR - University of Oldenburg - Mines ParisTech / Armines 2005

Meteonorm

<http://www.meteonorm.com>

Meteonorm es un software comercial que proporciona datos meteorológicos de todo el mundo recopilados gracias a una red de 8325 estaciones meteorológicas y 5 satélites geostacionarios. Sobre esta base, los modelos de interpolación proporcionan datos de gran precisión, comparable a las medidas in situ.

4.3 Fecha elegida para el punto de diseño

En las plantas con captadores cilindroparábolicos, al igual que ocurre con otro tipo de captadores solares, la potencia térmica que pueden suministrar en un momento dado depende de las condiciones ambientales que existan en ese momento (fundamentalmente temperatura ambiente y radiación solar útil sobre la apertura del captador). Esto quiere decir que el campo de captadores solo dará la potencia de diseño cuando se cumplan las condiciones que se hayan supuesto en el punto de diseño.

De este modo, si la orientación de los captadores es Norte-Sur y se diseñara la instalación para dar la potencia térmica nominal en invierno, ocurrirá que los días de verano, tendremos que mantener fuera de servicio una buena parte del campo solar ya que la instalación no sería capaz de absorber toda la potencia térmica que suministraría todo el campo de captadores, penalizando de esta manera la rentabilidad de la instalación.

Si por el contrario se dimensiona para un día de verano, en invierno dará una potencia térmica mucho menor que la de diseño.

Otra posible opción sería elegir como día de diseño un día de otoño o primavera, de modo que el tamaño del campo solar que habría que mantener fuera de servicio en verano fuese menor que si se escogiera como día de diseño uno de invierno.

En este proyecto, con el fin de rentabilizar al máximo la inversión, se elige como fecha de diseño un día próximo al solsticio de verano, que es cuando se dan las condiciones para dar una mayor energía térmica (mayor número de horas de Sol disponibles desde el Orto hasta el Ocaso, menor ángulo de incidencia de la radiación solar sobre el plano de apertura de los captadores y mayores niveles de radiación solar). Concretamente se elige como fecha para el punto de diseño el **15 de Junio**, sin olvidar como ya se ha comentado, que en los meses de invierno el campo solar suministrará una potencia térmica del orden del 60% de la de verano, y por tanto, la caldera de apoyo deberá funcionar a mayor carga. Se ha comprobado que el 15 de Junio en los datos de radiación proporcionados por la PSA se trató de un día despejado, con la salida del Sol a las 07:21 y la puesta del Sol a las 21:36 y con un máximo de irradiancia directa de 902,9 W/m² al alrededor de las 12:48 hora solar.

En cuanto a la hora para el Punto de Diseño, lo habitual es elegir las **12:00 hora solar**, que es el momento del día en el que el Sol está en el zenit y la radiación solar directa presenta una mayor estabilidad. Por este motivo se adoptará el medio día solar como hora para el Punto de Diseño.

CAPÍTULO 5. DISEÑO DEL CAMPO SOLAR

5.1 Punto de diseño

Al conjunto de parámetros que fija las condiciones de partida para el diseño de un campo de captadores cilindroparábolicos se le denomina “punto de diseño”. Los parámetros que componen el punto de diseño de un campo solar de este tipo son los siguientes:

- Orientación del eje de giro de los captadores.
- Longitud y latitud geográfica de la ubicación.
- Día y hora para el punto de diseño.
- Ángulo de incidencia de la radiación solar directa sobre los captadores.
- Irradiancia solar directa y temperatura ambiente.
- Tipo de captador.
- Tipo de fluido de trabajo.
- Temperaturas de entrada y salida del campo de captadores.
- Potencia térmica del campo de captadores.

A continuación se justifica la elección de los valores de cada uno de los parámetros del punto de diseño para nuestra instalación.

5.1.1 Orientación del eje de giro de los captadores

Los captadores cilindroparábolicos están generalmente instalados en el campo de captadores de forma que sus ejes de rotación están orientados Norte-Sur o Este-Oeste.

Las variaciones estacionales en la energía térmica suministrada por un CCP a lo largo de días diferentes vienen determinadas por dos parámetros principales: el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre el plano de abertura de los captadores, y el número de horas de Sol disponibles desde el Orto hasta el Ocaso. Debido a que el ángulo de incidencia es significativamente mayor en los días de invierno que en verano, y las horas de Sol son menos en los días de invierno que en los de verano, las variaciones estacionales en la energía térmica diaria suministrada por captadores orientados Norte-Sur son bastante grandes, porque la energía suministrada diariamente puede ser varias veces mayor durante los meses de verano que en los meses de invierno, dependiendo de la latitud geográfica exacta del lugar y las condiciones atmosféricas en el lugar de instalación.

La potencia térmica es menor en días de invierno, ya que al ser el ángulo de incidencia mayor, la radiación solar disponible sobre los captadores es menor. Por otro lado, en invierno se tiene un menor número de horas de Sol, por lo que la energía térmica a lo largo del día es menor en esa época del año.

Las variaciones estacionales en la energía térmica obtenida con la orientación Este-Oeste son mucho menores. Esto permite tener un aporte térmico más estable durante todo el año, aunque la energía total suministrada en un año completo por un captador orientado Norte-Sur es mayor que la suministrada por un captador orientado Este-Oeste. Este es el motivo por el que los captadores de las centrales termosolares se suelen orientar en esta dirección, ya que lo que importa es producir el máximo de energía en cómputo anual, siendo de poca importancia si se produce más en verano o en invierno.

En nuestro caso de estudio tendremos una demanda de energía térmica más o menos constante a lo largo del año, sin embargo, al disponer del sistema de almacenamiento y de la caldera de apoyo se primará en este caso la maximización de la cantidad de energía producida durante el año por lo que se seleccionará una orientación **Norte-Sur**.

5.1.2 Longitud y latitud geográfica de la ubicación

La ubicación del campo de captadores queda definida por sus coordenadas geográficas: latitud y longitud.

En nuestro caso de estudio las coordenadas geográficas del emplazamiento son las siguientes:

Coordenadas ubicación	
Latitud	37°30'24,2" N
Longitud	5°52'39,9" W

Tabla 8 - Coordenadas de la ubicación

5.1.3 Día y hora para el diseño

Como se ha argumentado en el capítulo anterior, el día y hora elegidos para el punto de diseño son el 15 de Junio a las 12:00 hora solar.

5.1.4 Ángulo de incidencia de la radiación solar directa sobre los captadores

Si los captadores cilindroparabólicos tuviesen dos grados de libertad, en todo momento podrían adoptar una posición tal que la radiación solar directa fuese perpendicular al plano de apertura del concentrador. Pero debido a que estos captadores solo poseen un grado de libertad (la rotación alrededor de su eje de giro), como ya se ha comentado en el capítulo 2, el sistema de seguimiento solar solo puede posicionar el captador cilindroparabólico de forma adecuada para que la radiación solar directa al proyectarse sobre un plano perpendicular a la línea focal del concentrador parabólico posea la misma dirección que el vector normal al plano de apertura del concentrador.

Lo ideal sería que la propia radiación solar directa fuera en todo momento perpendicular al plano de apertura del concentrador, pero cuando se dispone de un solo grado de libertad esto solo resulta posible en momentos muy concretos, no de forma continua.

Por este motivo, lo usual durante la mayor parte del día es que la radiación solar directa y el vector normal al plano de apertura del concentrador cilindroparabólico formen un ángulo, el llamado Ángulo de Incidencia. Este ángulo tiene una gran importancia en el comportamiento del captador, porque limita la cantidad de radiación solar que resulta aprovechable por el captador. La siguiente figura muestra gráficamente el concepto de ángulo de incidencia.

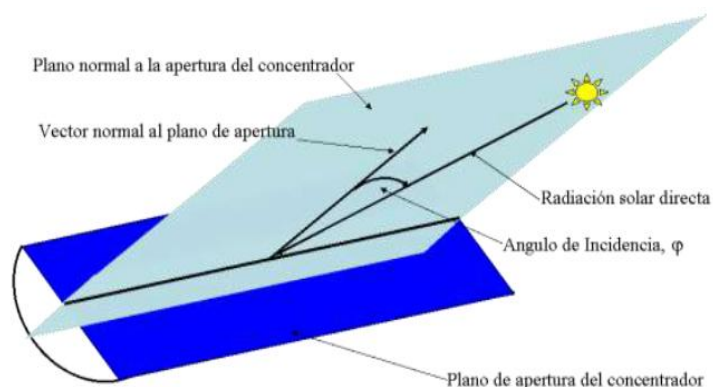


Figura 38 - Ángulo de incidencia de un captador cilindroparabólico

En las siguientes gráficas se muestra cómo evoluciona el ángulo de incidencia a lo largo del día en los distintos meses del año, donde podemos observar que este es menor en los meses de verano y mayor en los meses de invierno.

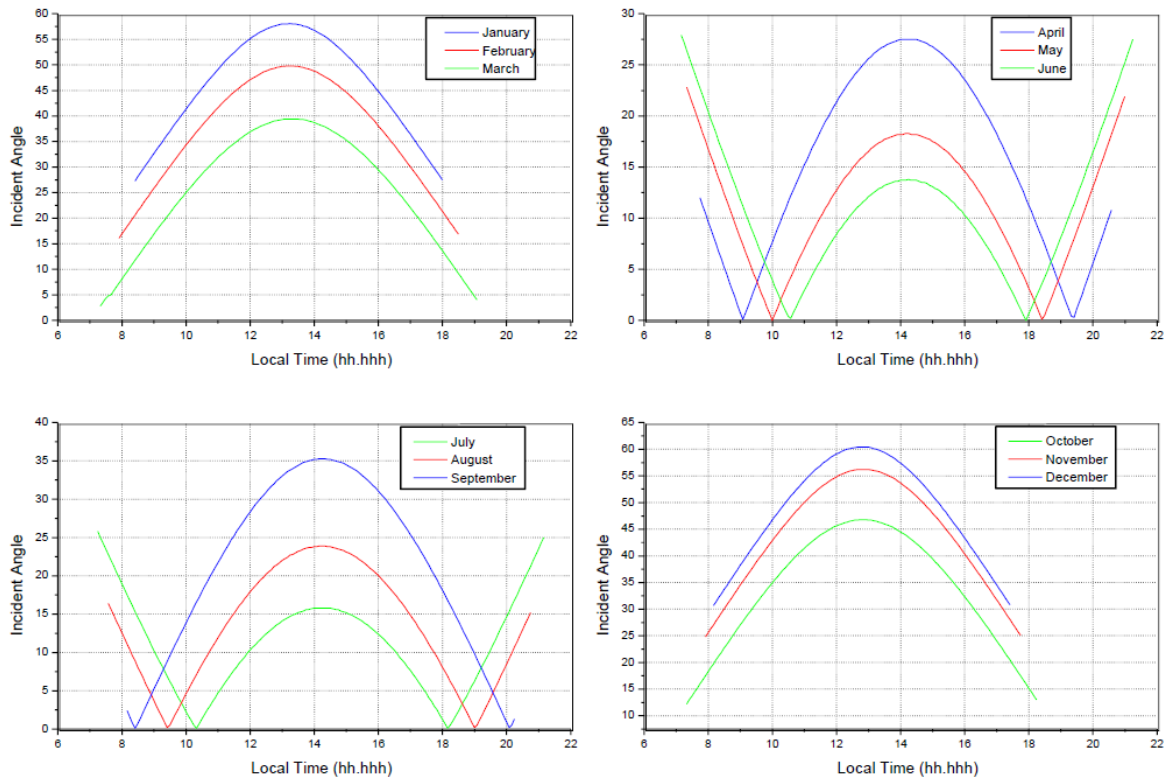


Figura 39 - Ángulo de incidencia sobre un captador cilindroparabólico orientado Norte-Sur e instalado en la PSA (Almería).

Partiendo de los datos de entrada necesarios (latitud, longitud, día y hora local), existen diversos algoritmos para calcular el ángulo de incidencia, siendo el de Michalsky uno de los más extendidos actualmente. En la PSA se ha desarrollado un algoritmo que mejora al de Michalsky y permite conocer las coordenadas del vector solar de una forma más exacta.

A continuación se describe el procedimiento y las ecuaciones de cálculo para poder determinar el ángulo de incidencia sobre un CCP para cada uno de los registros quinceminutales.

1. Se calcula para cada una de las medidas registradas en intervalos quinceminutal es el parámetro AC , que es constante a lo largo de cada día y viene dado por:

$$AC = \text{DayJ} \cdot 0.017167172$$

Siendo DayJ el día Juliano, que es el número de orden que ocupa el día en cuestión dentro del año natural.

2. Se calcula para cada registro el parámetro TA , es una constante que vale 2 ó 1, dependiendo de las fechas en las que se efectúa el cambio local de hora en España. Por ejemplo, en España $TA = 2$ para todos los días comprendidos entre el día en el que se cambia la hora local en Primavera y el día en el que se cambia en Otoño, y $TA = 1$ para el resto de los días

3. Se calcula para cada registro el parámetro TE mediante la siguiente ecuación:

$$TE = 0.0166666 \cdot [0.0002 - 0,4197 \cdot \text{Cos}(AC) + 3,2265 \cdot \text{Cos}(2 \cdot AC) + 0,0903 \cdot \text{Cos}(3 \cdot AC) + 7,3509 \cdot \text{Sen}(AC) + 9,3912 \cdot \text{Sen}(2 \cdot AC) + 0,3361 \cdot \text{Sen}(3 \cdot AC)]$$

4. Se calcula la Hora Solar a partir de la Hora Local y de la diferencia entre ambas DIF , mediante la ecuación:

$$\text{Hora Solar} = \text{Hora Local} - DIF$$

Siendo:

$$DIF = TA + TE + \text{Longitud}/15$$

5. Una vez obtenida la hora solar, hay que calcular el ángulo horario Ω , mediante la siguiente ecuación:

$$\Omega = 15 \cdot (12 - \text{Hora Solar})$$

6. Se calcula la declinación δ , mediante la siguiente ecuación:

$$\delta = 23,435687 \cdot \text{Sen} \left(\frac{\text{DayJ} - 80}{365,2564} \cdot 360 \right)$$

7. Finalmente, se calcula el ángulo de incidencia φ_{N-S} , según las ecuaciones siguientes:

$$D1 = (A \cdot \text{Cos}(\Omega) + \text{Tan}(\delta) \cdot \text{Sen}(\text{Latitud}))$$

$$D2 = \sqrt{(\text{Sen}(\Omega))^2 + D1^2}$$

$$\varphi_{N-S} = \text{ArcCos}(\text{Cos}(\delta) \cdot D2)$$

Nota: "A" es igual al Coseno de la Latitud del lugar

El ángulo de incidencia φ en el punto de diseño toma un valor de $14,1^\circ$

5.1.5 Irradiancia solar directa y temperatura ambiente

En este caso, contamos con mediciones de radiación solar directa y temperatura ambiente tomadas en una ubicación próxima al emplazamiento de estudio para un año completo, que nos han sido facilitadas por la Plataforma Solar de Almería, por lo que emplearemos estos datos para los cálculos, por considerarse los datos más fiables de los que podríamos disponer.

Los valores de irradiancia solar directa y temperatura en el punto de diseño toman los siguientes valores:

Irradiancia solar directa (W/m ²)	890
Temperatura ambiente (°C)	33

Tabla 9- Irradiancia solar y temperatura ambiente en el pto. de diseño

5.1.6 Potencia térmica del campo de captadores

La potencia térmica del campo de captadores, solo es un parámetro de partida para el diseño cuando no se va a instalar un sistema de almacenamiento térmico. Cuando se desea instalar un sistema de almacenamiento, como es el caso, la potencia térmica nominal es un resultado del dimensionamiento, no un dato de partida, como se explicará más adelante.

5.1.7 Tipo de captador

El tipo de captador elegido es el Eurotrough 150, cuyas características principales se recogen en la siguiente tabla.

Eurotrough150	
Ancho de Parábola (m)	5,76
Longitud total de cada colector (m)	147,42
Número de módulos por colector	12
Diámetro exterior de los tubos absorbedores metálicos (m)	0,07
Diámetro interior de los tubos absorbedores metálicos (m)	0,065
Area neta de apertura debida a los espejos en cada colector (m ²)	819,81
Rugosidad cara interna tubo absorbedor (µm)	20

Reflectividad nominal de los espejos, r	0.93
Transmisividad de la cubierta de vidrio del absorbedor, τ	0.95
Absortancia del recubrimiento selectivo, α	0.95
Factor de interceptación por errores ópticos y de montaje, γ_1	0.91
Rendimiento óptico pico: $\rho_x \tau \alpha \gamma_1 \gamma_2$	0.764

Tabla 10 - Características Eurotrough 150.

Como se ha mencionado en el apartado 3.2.3, el sistema de accionamiento se encarga de mover a la vez los 12 módulos de 11,98 m de longitud y 5,76 m de anchura de apertura de parábola que componen el captador.



Figura 40 - Estructura del EUROTROUGH 150.

5.1.8 Tipo de fluido de trabajo

Se ha elegido como fluido de trabajo el aceite sintético THERMINOL® 62.

Los aceites THERMINOL® se vienen utilizando en plantas solares de concentración desde mediados de la década de los 80, en algunas de las cuales permanecen aún en operación en su carga original. Algunas de las claves de su larga vida útil y fiabilidad de rendimiento son la operación consistente en respuesta a ciclos de temperatura diarios, su excelente estabilidad térmica y el apoyo analítico del proveedor.

Las propiedades más importantes del THERMINOL® 62 se resumen en la siguiente tabla.

Propiedades THERMINOL® 62	
Composición	Mezcla Isopropil Bifenilo
Apariencia	Agua
Punto de cristalización	-42 °C
Punto de flash, PMCC (ASTM D-93)	160 °C
Punto de ignición	196 °C
Temperatura máxima	325 °C
Punto de ebullición normal	333 °C
Temperatura de autoignición	407 °C
Coeficiente de expansión térmica (a 200°C)	0,00100 °C ⁻¹
Peso medio molecular	252
Temperatura pseudocrítica	486,8 °C
Presión pseudocrítica	15,0 bar
Densidad pseudocrítica	269,4 kg/m ³
Calor de vaporización (a 325 °C)	263,9 kJ/kg
Presión de vapor (a 325 °C)	0,78 bar

Tabla 11 - Propiedades THERMINOL® 62.

La densidad y el calor específico de este aceite se ajustan bastante bien a una función lineal. A partir de los datos recogidos a través del programa *Therminol Reference Disk* calculamos estas funciones.

$$\rho(\text{kg/m}^3) = 973,01 - 0,7879 \cdot T \text{ (}^\circ\text{C)}$$

$$C_p(\text{KJ/kg} \cdot \text{K}) = 1,9137 + 0,0021 \cdot T \text{ (}^\circ\text{C)}$$

5.1.9 Temperaturas de entrada y salida del campo de captadores

La temperatura de entrada al campo de captadores (temperatura de salida del generador de vapor) se fija en **205 °C**. Se establece este valor considerando que la temperatura de saturación de vapor a 15 bar (presión de producción de la caldera) es de 198,3 °C y tomando un margen de unos 5 °C en el intercambiador de calor para evitar entrecruzamientos.

Se toma como temperatura a la salida del campo de captadores un temperatura ligeramente inferior a la temperatura máxima de trabajo que puede alcanzar este aceite (325 °C). Se fija en este caso en **320 °C**.

5.2 Dimensionado del campo solar

Un campo típico de CCPs está compuesto por un número de filas paralelas de captadores cilindroparábolicos. Cada fila, a su vez, está compuesta por varios captadores conectados en serie de manera que el fluido de trabajo que circula por los tubos absorbedores es calentado conforme pasa desde la entrada a la salida de cada fila.

Una vez que se ha definido los parámetros que componen el Punto de diseño se procede al dimensionado del campo solar, que consta de dos pasos:

- a) Cálculo del número de captadores que deben conectarse en serie dentro de cada fila.
- b) Cálculo del número de filas que deben conectarse en paralelo.

5.2.1 Cálculo del número de captadores en serie

El número de captadores, N , que será necesario conectar en serie dentro de cada fila depende del incremento de temperatura, ΔT , requerido por el proceso industrial alimentado por el campo de captadores.

Como se ha explicado en el apartado anterior las temperaturas de entrada y salida del campo de captadores serán 205 °C y 320 °C respectivamente. Por tanto, el salto térmico requerido en este caso es de $\Delta T = 115$ °C.

Una vez que se ha determinado ΔT , el número de captadores requeridos viene dado por el cociente:

$$N = \frac{\Delta T}{\Delta T_c}$$

Donde:

N : Número de captadores a conectar en serie dentro de cada fila

ΔT : Incremento de temperatura demandado por la aplicación industrial

ΔT_c : Incremento de temperatura entre la entrada y salida de un captador

ΔT_c se calcula a partir de los datos suministrados por el fabricante del captador (rendimiento térmico, modificador por ángulo de incidencia, caudal nominal del fluido de trabajo, etc.)

Este ΔT_c que experimenta el fluido de trabajo al recorrer un captador ET-150 en las condiciones definidas en el punto de diseño dependerá del caudal de aceite que circule por dicho captador.

Para fijar el caudal en el punto de diseño debemos tener en cuenta que este debe ser tal que garantice un régimen turbulento dentro del tubo absorbedor, de modo que se asegure una buena refrigeración del tubo por parte del fluido al circular por su interior. Si no existiera una buena refrigeración del tubo absorbedor metálico, este se podría deformar y romper la cubierta de cristal, lo cual destruiría el tubo absorbedor.

Para asegurar un buen régimen turbulento basta con imponer la condición de que el valor del número de Reynolds, Re , sea igual o superior a 2×10^5 . Puesto que la potencia solar radiante en invierno es menor que en verano, cuando se elige un día de verano para el punto de diseño, como es el caso, se debe fijar un número de Reynolds de 4×10^5 para asegurar que en invierno no sea inferior a 2×10^5 .

El valor de la velocidad del fluido que se necesita para que $Re = 4 \times 10^5$ podemos obtenerlo con solo despejarla en siguiente ecuación:

$$Re = V \cdot D \cdot \rho / \mu$$

Donde:

μ : Viscosidad dinámica del fluido ($kg/m \cdot s$)

V : Velocidad del fluido (m/s)

D : Diámetro interior de los tubos absorbedores (m)

ρ : Densidad del aceite (kg/m^3)

Para la determinación de los parámetros del fluido que aparecen en la ecuación anterior (ρ, μ) durante la fase de pre-diseño del campo solar es necesario adoptar una temperatura media para el fluido, que sea igual a la temperatura media entre las nominales de entrada y salida del campo solar, que en nuestro caso es igual a: $(205 + 320)/2 = 262,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Considerando este valor medio de la temperatura del aceite en el campo solar, el programa *Therminol Reference Disk* nos da un valor de viscosidad dinámica, μ de $3,25 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$ y un valor de densidad, ρ de 766 kg/m^3 .

Puesto que el diámetro interior del tubo absorbente de un captador Eurotrough-150 es de 65 mm , despejando de la ecuación anterior obtenemos la velocidad mínima que ha de tener el aceite dentro del tubo absorbente, que es igual a:

$$V = 2,611 \text{ m/s}$$

Una vez determinada la velocidad del fluido es fácil determinar el caudal másico correspondiente, q_m , a partir de la sección útil de paso del tubo absorbedor metálico (dato dado por el fabricante del captador) y de la densidad del fluido.

En nuestro caso, puesto que la densidad del aceite a $262,5 \text{ }^\circ\text{C}$ es de 766 kg/m^3 y el tubo absorbente tiene una sección transversal de $3,32 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2$, el caudal másico equivalente para una velocidad de $1,1 \text{ m/s}$ es:

$$q_m = 2,611 \cdot 3,32 \times 10^{-3} \cdot 766 = 6,634 \text{ kg/s}$$

Una vez que conocemos el caudal de aceite que debe circular por el captador para garantizar un régimen turbulento, podemos calcular el incremento de temperatura que experimenta el fluido entre la entrada y la salida de un captador, ΔT_c .

Para ello, en primer lugar hay que determinar las pérdidas térmicas que van a tener lugar en un captador, que calculamos a partir de la ecuación que proporciona el fabricante:

$$P_{Q,\text{captador} \rightarrow \text{ambiente}} = 0,00154 \cdot \Delta T^2 + 0,2021 \cdot \Delta T - 24,899 + [(0,00036 \cdot \Delta T^2 + 0,2029 \cdot \Delta T + 24,899 \cdot (E_d/900)) \cdot \cos(\varphi)]$$

Donde:

ΔT : Diferencia de temperatura entre la del fluido de trabajo y la del ambiente

E_d : Irradiancia solar directa (W/m^2)

φ : Ángulo de incidencia ($^\circ$)

Esta expresión nos dan las pérdidas térmicas en vatios por metro longitudinal de colector por lo que tendremos que multiplicar por la longitud total del colector, que para el caso del Eurotrough-150 es de 147,2 metros, para obtener las pérdidas térmicas totales por colector en vatios.

En el punto de diseño obtenemos unas pérdidas térmicas de:

$$P_{Q,captador \rightarrow ambiente} = 27.864 \text{ W}$$

Una vez calculadas las pérdidas térmicas para cada uno de los registros quinceminutales correspondientes a un año completo, se puede calcular la potencia térmica útil que puede suministrar un captador cilindroparabólico $P_{Q,captador \rightarrow fluido}$ mediante la ecuación ya mencionada en el capítulo 3.

$$P_{Q,captador \rightarrow fluido} = A_c \cdot E_d \cdot \cos(\varphi) \cdot \eta_{opt,0^\circ} \cdot K(\varphi) \cdot F_e - P_{Q,captador \rightarrow ambiente}$$

Donde:

A_c : Área de apertura de la superficie reflexiva del captador (m^2)

E_d : Irradiancia solar directa (W/m^2)

φ : Ángulo de incidencia ($^\circ$)

$\eta_{opt,0^\circ}$: Rendimiento óptico con un ángulo de incidencia de 0° (rendimiento óptico pico)

$K(\varphi)$: Modificador por ángulo de incidencia

F_e : Factor de ensuciamiento del captador

Bajo las condiciones de diseño establecidas y suponiendo un factor de ensuciamiento F_e de 0,95 obtenemos una potencia térmica útil en el punto de diseño de:

$$P_{Q,captador \rightarrow fluido} = 479,12 \text{ kW}$$

Esta potencia térmica útil se invierte en aumentar la entalpía del aceite, por tanto:

$$P_{Q,captador \rightarrow fluido} = q_m \cdot \Delta h = q_m \cdot (h_{out} - h_{in}) = q_m \cdot \int_{T_i}^{T_o} C_p \cdot dT$$

Donde:

C_p : Calor específico del aceite a presión constante

T_i : Temperatura del aceite a la entrada del captador

T_o : Temperatura del aceite a la salida del captador

Si establecemos que la temperatura del aceite a la entrada del captador, T_i es igual a la temperatura media del aceite en el campo solar, 262,5 °C, y sabiendo la ecuación del calor específico del aceite en función de la temperatura, expuesta en el apartado 5.2.8, de la ecuación anterior se obtiene una ecuación de segundo grado cuya incógnita es la temperatura del aceite a la salida del captador, T_o .

Nota: Para que las unidades sean coherentes, en la ecuación anterior hay que expresar $P_{Q,captador \rightarrow fluido}$ en kW, el caudal másico (q_m) en Kg/s y Δh en KJ/Kg.

La ecuación de segundo grado que se obtiene es la siguiente:

$$0,00105 \cdot T_o^2 + 1,9137 \cdot T_o - 646,92 = 0 \rightarrow T_o = 290,95 \text{ °C}$$

Por tanto el incremento de temperatura entre la entrada y la salida de un captador es igual a:

$$\Delta T_c = T_o - T_i = 290,95 - 262,5 = 28,45 \text{ °C}$$

Puesto que deseamos obtener un incremento de temperatura total $\Delta T = 115 \text{ °C}$ en cada fila de captadores, y en un captador se consigue un incremento de temperatura $\Delta T_c = 28,45 \text{ °C}$, el número de captadores que debemos conectar en serie dentro de cada fila es:

$$N = \frac{\Delta T}{\Delta T_c} = \frac{115}{28,45} = 4,04$$

En estas circunstancias lo ideal es elegir un número par de captadores de modo que las filas se puedan disponer en forma de “U” y adoptar una configuración del tipo “alimentación central” para las tuberías del campo central. En la configuración de alimentación central, las filas de captadores se instalan en forma de “U”, con la entrada y salida por el mismo lado. Para poder hacer esto es necesario que el número de captadores dentro de la fila sea un número par, ya que en caso contrario los dos lados de la “U” tendrían longitudes diferentes. El redondeo es recomendable hacerlo en principio al número par superior.

La configuración de Alimentación Central es hoy en día la más utilizada comercialmente. En esta configuración se necesitan válvulas auxiliares a la entrada de las filas de captadores para equilibrar las caídas de presión y conseguir el mismo caudal de fluido por cada fila pero tiene las ventajas de que minimiza la longitud de tuberías y facilita las labores de mantenimiento,

ya que todas las filas de captadores son accesibles con vehículos, sin tener que enterrar ninguna tubería.

Así pues, para poder adoptar esta configuración se redondea a 4 el número de captadores en serie dentro de cada fila.

Al disminuir el número de captadores de 4,04 a 4, el caudal de aceite por fila tiene que ser disminuido en la misma proporción. Por tanto, el caudal de aceite que debe circular por cada fila de es:

$$q_m = 6,634 \cdot (4/4,04) = 6,56 \text{ kg/s}$$

Con este caudal, el número de Reynolds es ligeramente inferior al supuesto inicialmente para garantizar una buena transferencia de calor en el interior del tubo, por lo que no es necesario realizar ninguna corrección.

5.2.2 Cálculo del número de filas en paralelo

Una vez que se ha calculado el número de captadores a conectar en serie dentro de cada fila, el siguiente paso en el dimensionamiento del campo solar es determinar el número de filas que deben ser instaladas en paralelo. Este número depende de la potencia térmica demandada por el proceso industrial a alimentar. Cuanto mayor sea esta potencia, mayor es el número de filas paralelas necesarias.

Puesto que habrá 4 captadores conectados en serie en cada fila, la potencia térmica útil que suministrará cada fila en el punto de diseño será igual a cuatro veces la que suministre un captador, es decir:

$$P_{Q, \text{fila captadores} \rightarrow \text{fluido}} = 4 \cdot 479,12 = 1.916,48 \text{ kW}$$

Cuando se desea diseñar un sistema solar sin sistema de almacenamiento térmico, para calcular el número de filas paralelas necesarias basta dividir la potencia térmica total que demanda el proceso que se va a alimentar con el campo de captadores por la potencia térmica útil que suministra una fila de captadores en el punto de diseño.

Cuando se quiere instalar un sistema solar con almacenamiento, como es el caso que nos ocupa, el proceso es algo más complejo. En este caso, para saber el número de filas paralelas necesarias debemos calcular la energía térmica total que suministra en el día de diseño una

fila de captadores. Esto lo haremos multiplicando, para cada uno de los intervalos de tiempo entre el orto y el ocaso del día de diseño, la potencia térmica útil que suministra la fila por la diferencia de horas entre registros de datos consecutivos y sumando estos valores para todos los registros del día de diseño.

De esta forma obtenemos que la energía térmica útil que suministra una fila de captadores en el día de diseño es 21,93 MWh.

Puesto que diseñaremos el campo solar para asegurar una cobertura solar del 100% en el día de diseño, para calcular el número de filas paralelas bastará con dividir la energía diaria demandada por el proceso por la energía que suministra una fila de captadores en el día de diseño.

$$N_{filas} = 118,7/21,93 = 5,41 \text{ filas}$$

Redondeamos al número entero superior, en este caso 6 filas, y de esta manera estaremos teniendo en cuenta las pérdidas globales en tuberías.

Por tanto, el campo solar estará formado por seis 6 filas en paralelo de 4 colectores en serie cada una.

5.3 Esquema básico de la instalación

El campo solar de captadores cilindroparábolicos, estará compuesto, según el resultado del dimensionado por 6 filas de 4 captadores en serie, dispuestas en forma de “U”, adoptando una configuración del tipo “alimentación central” para las tuberías del campo central

El fluido térmico a la salida del campo de captadores cede energía en el intercambiador de calor, donde se produce el vapor de agua que alimenta térmicamente al proceso industrial.

En los periodos en los que el proceso industrial no requiera un aporte elevado de energía térmica, parte del fluido térmico puede ser almacenado en un depósito de aceite para su posterior utilización en aquellos momentos en los que el proceso industrial demande un nivel de energía térmica que no pueda ser satisfecho por el campo solar.

Adicionalmente se mantiene la caldera de gas como apoyo para el aporte de la energía térmica que el campo solar y el sistema de almacenamiento no sean capaces de proporcionar.

La siguiente imagen es un esquema básico de la instalación solar que se ha diseñado en este proyecto, donde se muestran los elementos principales de la misma.

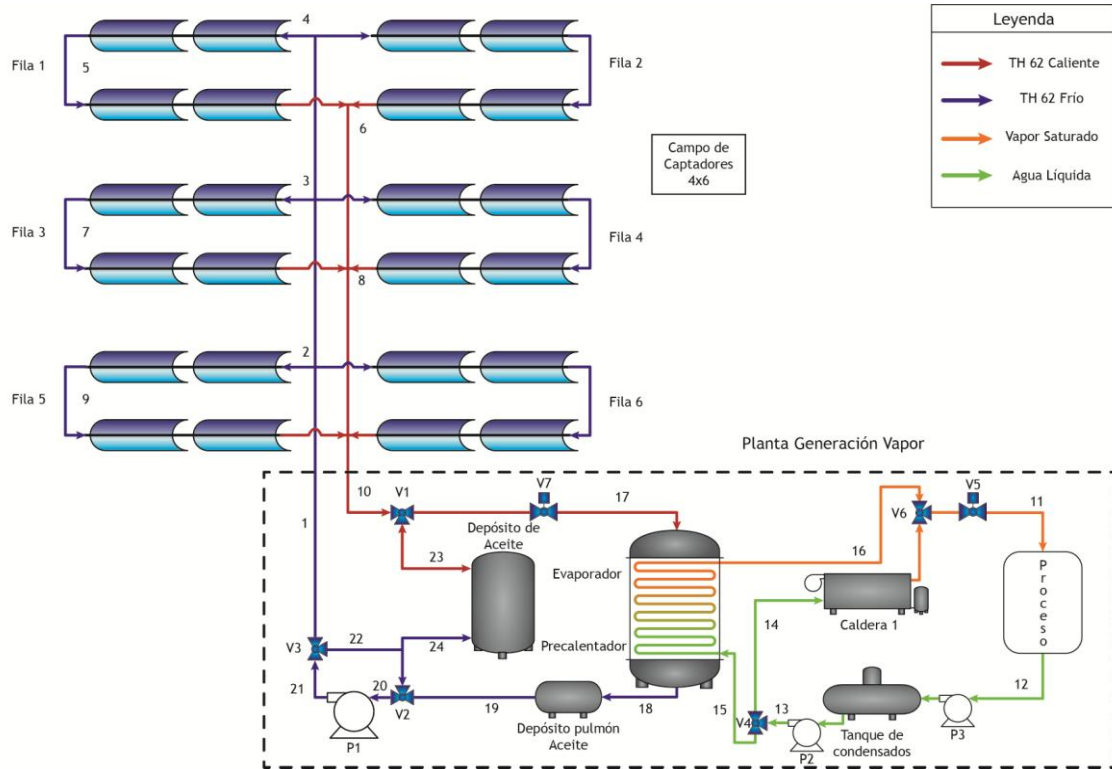


Figura 41 - Esquema básico de la instalación.

CAPÍTULO 6. DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO

6.1 Caída de presión en el campo solar.

Una vez que hemos diseñado el campo solar, es decir, sabemos el número de captadores en serie y paralelo, así como los caudales de trabajos, pasamos a calcular la caída de presión en las tuberías del circuito. Esto también nos servirá posteriormente para saber las características principales de la bomba de alimentación de aceite, para poderlo impulsar a través de todo el circuito de tuberías.

Los parámetros que influyen en la caída de presión son las propiedades del fluido, como su densidad y viscosidad, así como las características propias de los diferentes tramos de tubería como las longitudes, diámetros, rugosidad de las paredes y elementos discretos que lo conforman. Para poder calcular la caída de presión en las tuberías, realizaremos un layout de la instalación, que nos permita identificar todas las características de los diferentes tramos de las tuberías de las que se compone el circuito. El layout de la red de tuberías puede verse la siguiente figura, en la que se ha marcado el circuito crítico de color verde.

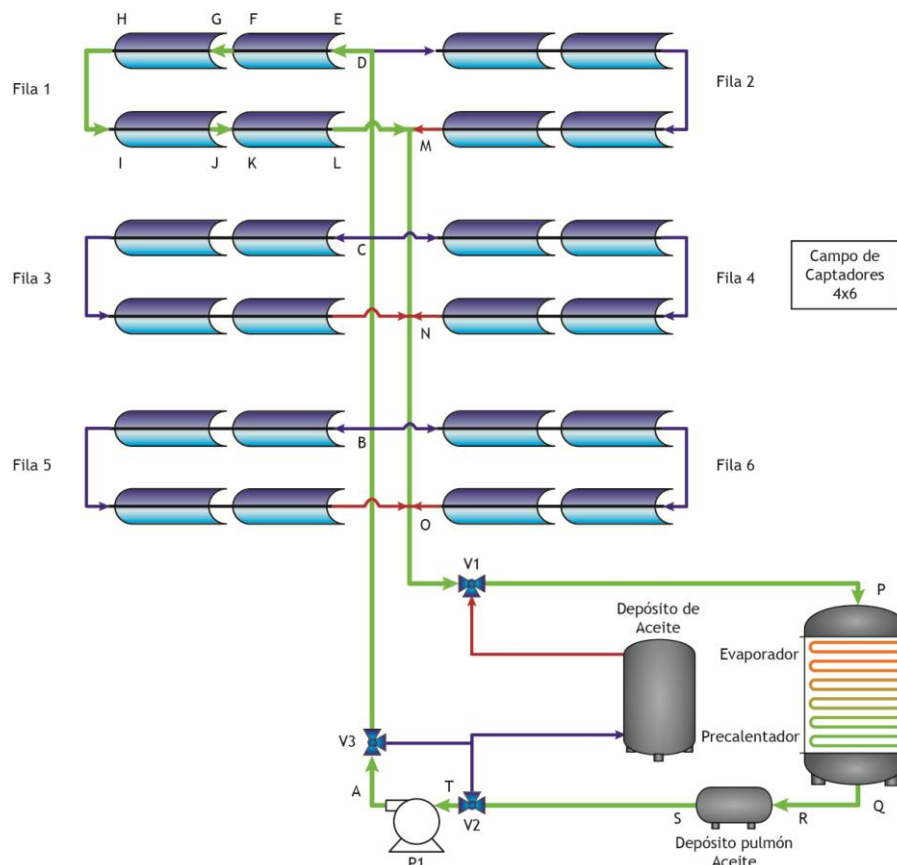


Figura 42 - Circuito crítico de caída de presión en color verde.

Uno de los aspectos críticos relacionado con la caída de presión, es el que se produce por la cantidad de elementos discretos que existen en el lazo de captadores en serie, ya que las conexiones entre captadores y entre los captadores y la red son bastantes complejas, debido a que tienen que permitir el movimiento de seguimiento de los captadores.

Cada elemento discreto, tiene una longitud hidráulica equivalente expresada en metros, a continuación destacamos aquellas que son utilizadas en los circuitos de instalaciones solares:

Denominación del elemento	Longitud equivalente L_E (m)
Codos de 45°	0,7
Codos de 90°, radio pequeño	1,5
Codos de 90°, radio grande	0,8
Contracciones bruscas de 4:1	0,9
Contracciones bruscas de 2:1	0,7
Contracciones bruscas de 4:3	0,5
Ensanchamiento brusco de 1:4	1,6
Ensanchamiento brusco de 3:4	0,5
Derivación en T	2,2
Reducción cónica suave	0,5
Válvula de compuerta abierta	1
Válvula de bola abierta	1
Válvula de mariposa abierta	1
Válvula de asiento abierta	5
Válvula de retención de clapeta oscilante	10

Tabla 12 - Longitud equivalente de elementos discretos.

Para analizarlo en más detalle nos ayudaremos de un esquema de un lazo de captadores en serie, como el que se muestra en la siguiente figura.

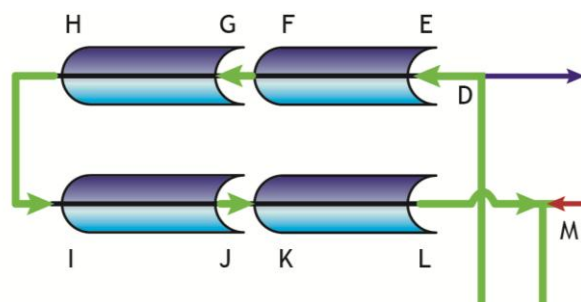


Figura 43 - Longitud equivalente de elementos discretos.

En la siguiente tabla, mostramos los distintos elementos discretos que nos vamos a encontrar en un lazo de colectores en serie, y la longitud de recta equivalente.

Tramo	Tubería recta (m)	Codos radios pequeño	Junta Rotativa	Válvulas asiento	Longitud recta equivalente (m)
D--E	6	6	3	1	18,5
E--F	147,42	0	0	0	0
F--G	5	4	4	0	12
G--H	147,42	0	0	0	0
H--I	26	12	6	0	27
I--J	147,42	0	0	0	0
J--K	5	4	4	0	12
K--L	147,42	0	0	0	0
L--M	6	6	3	1	18,5

Tabla 13 - Número de elementos discretos y longitud recta equivalente en un lazo de colectores.

Otro aspecto importante a tener en cuenta en el dimensionamiento de la red de tuberías es el compromiso que tiene que existir entre el aspecto económico y el funcional. Ya que el criterio económico nos marca que para minimizar los costes de las tuberías, tenemos que elegir las de menor diámetro. Mientras que el criterio de funcionalidad, señala que la velocidad máxima del fluido debe de ser de 3 m/s, para evitar pérdidas de carga elevadas, y la velocidad mínima de 1 m/s, para evitar que el diámetro de las tuberías sea excesivo.

Por lo tanto, lo primero que haremos es calcular la velocidad del fluido en cada tramo, siempre teniendo en cuenta que no supere los 3 m/s. Para calcular la velocidad del fluido tenemos que considerar también la densidad que presenta el fluido, que va a depender de la temperatura, para ello utilizamos la correlación lineal mencionada en el capítulo anterior, en el apartado de propiedades del fluido.

Densidad: $\rho(\text{kg/m}^3) = -0,787 \cdot T(^{\circ}\text{C}) + 973; R^2 = 0,997$

Ahora que ya podemos saber la densidad correspondiente a la temperatura de cada tramo de la red de tuberías, y también conocemos el caudal que circula por dicho tramo, podemos calcular la velocidad del fluido en todas las secciones mediante la siguiente ecuación:

$$v(\text{m/s}) = \frac{q_m \cdot 4}{\pi \cdot D_{\text{int}}^2 \cdot \rho}$$

Donde:

q_m = caudal másico (kg/s).

D_{int} = diámetro interno de la tubería (m).

ρ = densidad del fluido (kg/m^3).

Una vez obtenida la velocidad del fluido para cada tramos, podemos calcular el número de Reynolds, Re , y el factor de fricción de Moody, f , utilizando las siguientes ecuaciones:

$$Re = v \cdot D \cdot \rho / \mu$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2,0 \cdot \log \left\{ \frac{1}{3,7065} \cdot \left(\frac{\varepsilon}{D} \right) - \frac{5,0452}{Re} \cdot \log \left[\frac{1}{2,8257} \cdot \left(\frac{\varepsilon}{D} \right)^{1,1098} + \frac{5,8506}{Re^{0,8981}} \right] \right\}$$

Donde:

ε = altura de grano de la tubería (m)

D = diámetro interno de la tubería (m)

ρ = densidad del fluido (kg/m^3)

μ = viscosidad dinámica del fluido ($\text{kg/m}\cdot\text{s}$)

v = velocidad del fluido (m/s)

Para calcular el valor del número de Reynolds, tenemos que saber el valor de la viscosidad dinámica del fluido que va a estar asociada al valor de la temperatura del fluido en cada tramo de tubería, para ello utilizamos el programa "*Therminol Reference Disk*".

La altura de grano va a estar definida por las propiedades del metal que compone la tubería. Utilizaremos los valores convencionales de altura de grano, para las tuberías de acero al carbono, utilizadas en toda la red de tuberías exceptuando dentro de los captadores, será de $50 \mu\text{m}$, mientras en los tramos de captadores emplearemos tubos de acero inoxidable, con una altura de grano de $20 \mu\text{m}$ debido a que están fabricadas en acero inoxidable.

Otro aspecto importante a tener en cuenta a la hora de calcular las pérdidas de presión, es la elección del camino más desfavorable, es decir, el circuito con mayor caída de presión, ya que la bomba debe de ser capaz de impulsar el fluido térmico por dicho circuito, que en este caso es el más largo.

Una vez realizados todos los cálculos anteriores, podemos pasar a calcular la caída de presión en la red de tuberías. Para ello emplearemos la ecuación simplificada de Bernouilli, la cual establece, que la caída de presión en cada uno de los tramos viene dada por la caída de

presión debido a los tramos rectos y a la caída de presión ocasionada por los elementos discretos que lo componen.

$$\Delta P = \frac{f}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot \frac{L_E}{D}$$

Donde:

f = factor de Moody

D = diámetro interno de la tubería (m)

L_E = longitud recta total equivalente del tramo de tubería (m)

ρ = densidad del fluido (kg/m³)

v = velocidad del fluido (m/s)

Ahora que ya tenemos las caídas de presión en los distintos tramos de tuberías, la caída total de presión de la instalación será la suma de caída de presión de cada tramo individual. Esto queda reflejado en la siguiente tabla.

Tramo	Temp. (°C)	Longitud Recta (m)	Equivalencia elementos discretos (m)	Longitud Equivalente (m)	Caudal (kg/s)	Diámetro (mm)
A--B	205,00	50,00	6,70	56,70	39,36	200,00
B--C	205,00	34,56	2,20	36,76	24,26	150,00
C--D	205,00	34,56	2,20	36,76	13,12	100,00
D--E	205,00	6,00	18,50	24,50	6,56	62,70
E--F	219,25	147,42	0,00	147,42	6,56	65,00
F--G	233,75	5,00	12,00	17,00	6,56	62,70
G--H	248,00	147,42	0,00	147,42	6,56	65,00
H--I	262,50	26,00	27,00	53,00	6,56	62,70
I--J	276,75	147,42	0,00	147,42	6,56	65,00
J--K	291,25	5,00	12,00	17,00	6,56	62,70
K--L	305,50	147,42	0,00	147,42	6,56	65,00
L--M	320,00	6,00	18,50	24,50	6,56	62,70
M--N	320,00	34,56	2,50	37,06	13,12	100,00
N--O	320,00	34,56	2,20	36,76	24,26	150,00
O--P	320,00	60,00	6,20	66,20	39,36	200,00
P--Q	262,50	7,00	0,00	7,00	39,36	200,00
Q--R	205,00	15,00	1,50	16,50	39,36	200,00
R--S	205,00	7,00	0,00	7,00	39,36	200,00
S--T	205,00	30,00	5,50	35,50	39,36	200,00

Tabla 14 - Cálculo de la caída de presión.

Tramo	Viscosidad (Pa-s)	Densidad del Fluido (kg/m ³)	Altura de Grano (m)	Velocidad Fluido (m/s)	Reynolds	Moody	Caída de Presión (Pa)
A--B	5,58E-04	811,67	5,00E-05	1,54	4,49E+05	0,0161	4,40E+03
B--C	5,58E-04	811,67	5,00E-05	1,69	3,69E+05	0,0169	4,82E+03
C--D	5,58E-04	811,67	5,00E-05	2,06	2,99E+05	0,0183	1,15E+04
D--E	5,58E-04	811,67	5,00E-05	2,62	2,39E+05	0,0200	2,18E+04
E--F	4,84E-04	800,45	2,00E-05	2,47	2,65E+05	0,0173	9,57E+04
F--G	4,19E-04	789,04	5,00E-05	2,69	3,18E+05	0,0197	1,53E+04
G--H	3,69E-04	777,82	2,00E-05	2,54	3,48E+05	0,0168	9,60E+04
H--I	3,26E-04	766,41	5,00E-05	2,77	4,09E+05	0,0195	4,85E+04
I--J	2,90E-04	755,20	2,00E-05	2,62	4,43E+05	0,0165	9,70E+04
J--K	2,56E-04	743,79	5,00E-05	2,86	5,20E+05	0,0193	1,59E+04
K--L	2,30E-04	732,57	2,00E-05	2,70	5,59E+05	0,0163	9,83E+04
L--M	2,06E-04	721,16	5,00E-05	2,95	6,47E+05	0,0192	2,34E+04
M--N	2,06E-04	721,16	5,00E-05	2,32	8,11E+05	0,0173	1,24E+04
N--O	2,06E-04	721,16	5,00E-05	1,90	1,00E+06	0,0160	5,12E+03
O--P	2,06E-04	721,16	5,00E-05	1,74	1,22E+06	0,0151	5,44E+03
P--Q							2,00E+05
Q--R	5,58E-04	811,67	5,00E-05	1,54	4,49E+05	0,0161	1,28E+03
R--S	5,58E-04	811,67	5,00E-05	1,54	4,49E+05	0,0161	0,00
S--T	5,58E-04	811,67	5,00E-05	1,54	4,49E+05	0,0161	2,75E+03
Caída de Presión Total:							7,59E+05

Tabla 15 - Continuación cálculo de la caída de presión.

En el tramo del generador de vapor hemos supuesto que la caída de presión es de 2 bar.

Por lo que después de realizar todos los cálculos la caída de presión en el circuito más largo del campo solar, es de 7,59 bar.

6.2 Equipo de bombeo del campo solar

Los dos parámetros que determinan la potencia eléctrica de la bomba de alimentación del campo solar son:

- El caudal volumétrico del fluido que tiene que impulsar
- La diferencia de presión que debe aportar entre su entrada y salida

El caudal volumétrico de fluido es conocido una vez realizado el dimensionado del campo solar (número de captadores por fila y número de filas en paralelo) ya que será igual al producto del número de filas por el caudal correspondiente a una fila. A su vez, el caudal volumétrico que circula por cada una de las filas será igual al caudal másico, calculado en el apartado 5.3.1, dividido por la densidad del fluido. En este caso, el bombeo se realiza cuando el aceite térmico se encuentra a su mínima temperatura en el circuito, 205 °C. La densidad de THERMINOL® 62 a esta temperatura la obtenemos a partir de los datos del fabricante, tomando un valor de 816 kg/m³. Por tanto el caudal volumétrico del fluido que tiene que impulsar la bomba será igual a:

$$Q \left(\frac{m^3}{s} \right) = N_{filas} \cdot \frac{q_m \left(\frac{kg}{s} \right)}{\rho \left(\frac{kg}{m^3} \right)} = 6 \cdot \frac{6,56}{816} = 0,048 \frac{m^3}{s}$$

Expresado en m³/h el caudal volumétrico es igual a:

$$Q \left(\frac{m^3}{h} \right) = 0,048 \frac{m^3}{s} \cdot \frac{3.600 s}{1 h} = 172,8 \frac{m^3}{h}$$

La diferencia de presión que debe aportar entre su entrada y salida será igual a la caída de presión en el campo solar, calculada en el apartado 6.3., igual a:

$$\Delta P = 7,59 \text{ bar} = 759.000 \text{ Pa}$$

$$H \text{ (m. c. a.)} = \frac{759.000 \text{ Pa}}{1000 \frac{kg}{m^3} \cdot 9,81 \frac{m}{s^2}} = 77,37 \text{ m. c. a.}$$

Una vez conocidos estos dos parámetros podemos calcular la potencia eléctrica necesaria para la bomba de alimentación del campo solar, que es la que hace circular el fluido de trabajo por los captadores solares. Para calcular la potencia eléctrica es necesario calcular previamente la potencia mecánica de bombeo requerida para mover el fluido por el campo solar, P_{mec} . De acuerdo con la ecuación de continuidad y la ecuación de Bernoulli y aceptando la simplificación que supone asumir que la densidad del fluido no cambia apreciablemente durante su paso por la bomba, y que la velocidad del fluido es la misma a la entrada y a la salida de la bomba, la potencia mecánica viene dada por la siguiente expresión:

$$P_{mec} (W) = \frac{Q \left(\frac{m^3}{s} \right) \cdot \Delta P (Pa)}{\eta_b}$$

Donde:

P_{mec} : Potencia mecánica de la bomba (W)

Q : Caudal volumétrico total de alimentación del campo solar $\left(\frac{m^3}{s} \right)$

ΔP : Caída de presión total en el campo solar (Pa)

η_b : Rendimiento mecánico de la bomba

Teniendo en cuenta el rendimiento del motor eléctrico, η_e , que acciona la bomba de alimentación, la potencia eléctrica de la bomba requerida para alimentar el campo de captadores, P_e , vendrá dada por el cociente entre la potencia mecánica requerida para mover el fluido por el campo solar, P_{mec} , y el rendimiento eléctrico de la bomba. Por tanto:

$$P_e (W) = \frac{P_{mec} (W)}{\eta_e} = \frac{Q \left(\frac{m^3}{s} \right) \cdot \Delta P (Pa)}{\eta_b \cdot \eta_e}$$

Considerando un rendimiento electromecánico, $\eta_b \cdot \eta_e$, igual a 0,75 como común en la industria, obtenemos una potencia eléctrica necesaria para la bomba de alimentación de 48,51 kW.

Seleccionaremos un fabricante con amplia experiencia en el diseño, fabricación e instalación de bombas de HTF para plantas termosolares. Uno de los fabricantes con más experiencia es Sulzer, que cuenta además con fábrica, oficina de venta y centro de servicios en España. En conjunto, Sulzer Pumps ha suministrado más de 550 bombas para plantas de torre, de espejos cilindroparabólicos, de concentradores lineales Fresnel y de aplicaciones híbridas de ciclo combinado solar integrado desde 1985. Concretamente ha sido el suministrador de las bombas para las plantas de SEGS en California (EEUU) y para varias plantas termosolares en nuestro país como Andasol, PS10, PS20, Solnova o Gemasolar.

Dentro del amplio catálogo que posee este fabricante, la gama de bombas idónea para circulación de fluidos de transferencia de calor (HTF) en plantas termosolar es la ZE/ZF.



Figura 44 - Bomba Sulzer gama ZE/ZF

Utilizando el programa *Sulzer Select*, desarrollado por el fabricante, seleccionamos el modelo más apropiado para las condiciones de trabajo de nuestra instalación (caudal, altura, tipo de fluido, temperatura, etc.):

$$Q = 172,8 \frac{m^3}{h}$$

$$H = 77,27 \text{ m. c. a.}$$

$$T_{nom} = 205 \text{ }^\circ\text{C}$$

Según los resultados que nos proporciona el programa, el modelo más apropiado dentro de esta gama es el **ZF 50-315**. Las especificaciones así como la curva característica de esta bomba se encuentran en el Anexo correspondiente.

CAPÍTULO 7. DISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

7.1 Capacidad del Sistema de Almacenamiento.

Una vez que sabemos el tamaño del campo solar, es decir, del número de filas y de captadores por filas del que está compuesto el campo solar, comprobamos si es posible estar dando el aporte térmico requerido a potencia nominal. En la siguiente figura se muestra como varia la potencia térmica suministrada por el campo solar desde la salida hasta la puesta de Sol en el día de diseño, que en nuestro caso es el 15 de junio. En dicha figura, también se representa la potencia térmica requerida por la instalación.

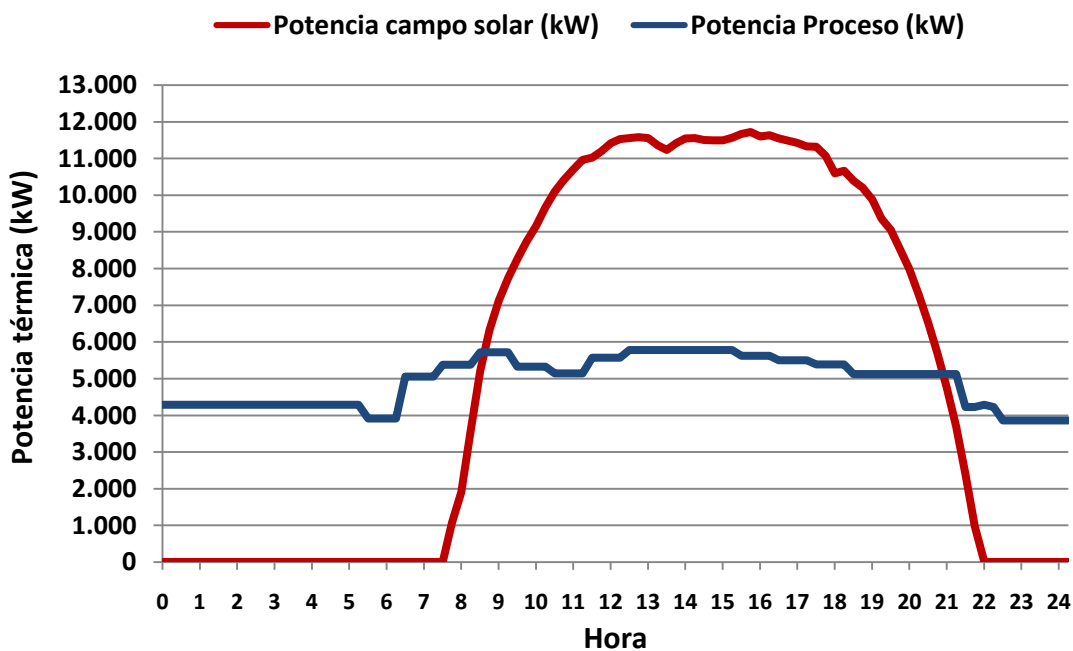


Figura 45 - Perfil de consumo energético del proceso y el aporte del campo solar.

Como se aprecia en la imagen, no es posible satisfacer con el campo solar la demanda térmica de la planta durante todas las horas de funcionamiento, ya que el proceso es continuo durante las 24 horas del día, existiendo demanda térmica fuera de las horas de radiación solar e incluso por la noche. Por tanto tendremos que disponer de un sistema que nos permita almacenar la energía térmica sobrante en las horas de mayor radiación, para poder aprovecharla en las horas en las que la radiación solar no sea lo suficientemente alta como para dar todo el aporte térmico requerido.

En la siguiente figura, se muestra en amarillo los periodos de tiempo en los que el campo solar no da la potencia térmica demandada (00:00→08:20; 20:20→23:59), mientras que la zona verde representa las horas centrales del día el campo solar, donde se genera más potencia térmica que la demandada (08:20→20:20), y son en estas horas donde se produce el almacenamiento de energía térmica. La capacidad del almacenamiento térmico que vamos a necesitar está determinada por la cantidad de energía térmica que podemos guardar de los periodos de tiempo excedentarios, en nuestro caso, la cantidad de energía térmica que podemos almacenar es de **58,83MWh**, en el día del punto de diseño.

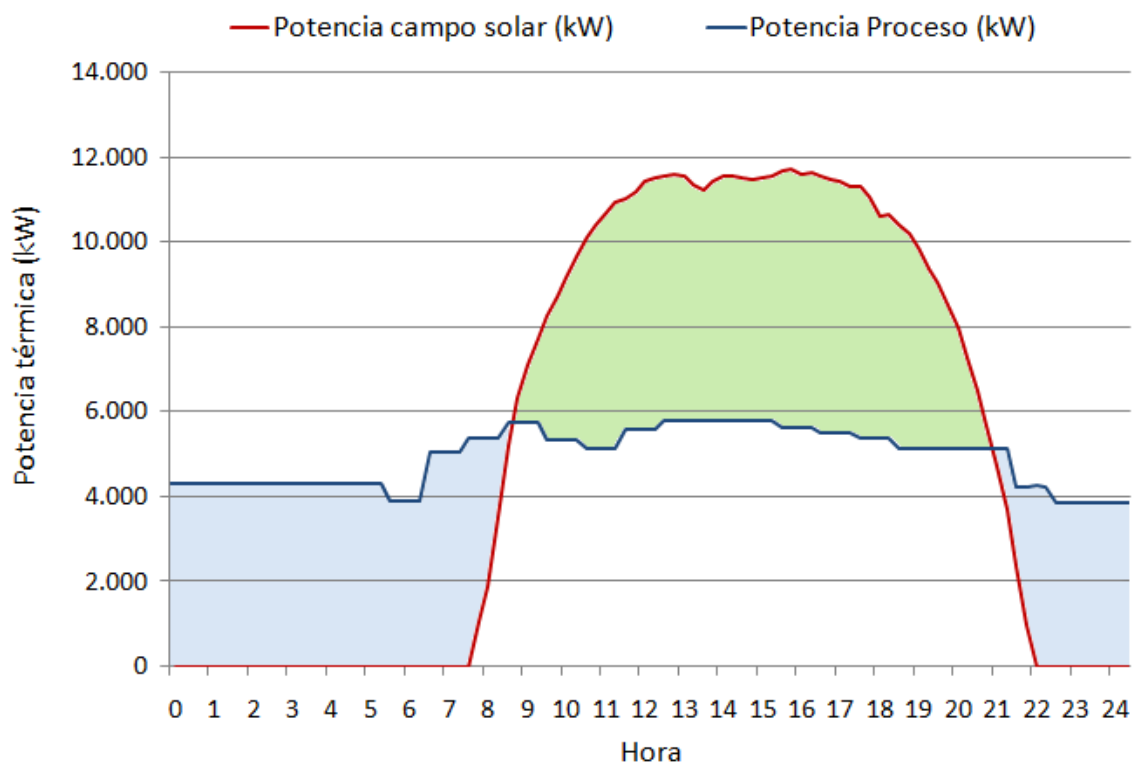


Figura 46 - Potencia térmica producida por el campo solar y demandada por el proceso

7.2 Descripción general del Sistema de Almacenamiento.

Antes de poder hacer una descripción del sistema de almacenamiento, vamos a convertir los MWh de energía almacenada, en m^3 de aceite, para poder saber cuál será el tamaño de los depósitos de almacenamiento.

Para ello nos ayudaremos de la siguiente ecuación, de la cual sabemos el valor de todas las variables.

$$Q = m \int_{T_o}^{T_f} C_p \cdot dT$$

El valor de la cantidad de energía almacenada es de 58.830 kWh, que expresados en kJ, nos da un valor de $2,12 \cdot 10^8$ kJ.

Los valores de la temperatura de trabajo están fijados según los siguientes criterios:

- Temperatura mínima: Temperatura mínima a la que el aceite puede producir vapor en el generador igual a 205°C.
- Temperatura máxima: Mayor temperatura alcanzable sin producir degradación del aceite igual a 320°C.

Por lo que la ecuación anterior queda de la siguiente manera:

$$2,12 \cdot 10^8 \text{ kJ} = m \int_{205}^{320} (1,9137 + 0,0021 \cdot T) \cdot dT$$

$$m = 606.756,61 \text{ kg}$$

De este modo, teniendo en cuenta que la densidad a la temperatura más alta que tendrá el aceite (circunstancia en la que el volumen que ocupa será máximo) es de $720,9 \text{ kg/m}^3$, y que tenemos que realizar un sobredimensionamiento del 10% para evitar exceso de presión y compensar expansión por sobret temperatura, obtenemos que el volumen de depósito de almacenamiento tiene que ser de $925,85 \text{ m}^3 \approx 930 \text{ m}^3$.

Como en nuestro caso se ha empleado el Therminol-62 como fluido del proceso, se empleará también como medio de almacenamiento. Este sistema presenta una serie de ventajas respecto a los de medio dual, como la de poseer un rendimiento superior al 90%.

Va a estar formado por un solo tanque de aceite, en el cuál el aceite se estratifica de acuerdo con su temperatura, formando diferentes capas térmicas debido a que el aceite va a tener diferentes densidades.

Este tipo de tanques cuentan con una relación de altura-diámetro de entre 3 y 4, para conseguir que la estratificación sea correcta, de modo que el fluido caliente se introduce por la parte superior y el fluido frío por la parte inferior. Con esto lo que se pretende es evitar o disminuir las turbulencias dentro del tanque.

La relación entre altura-diámetro que hemos tomado para dimensionar el tanque es de 3,5, de este modo, y partiendo del volumen calculado en el apartado anterior podemos obtener

los valores de la altura y del diámetro del tanque, que en nuestro caso van a ser los siguientes:

Diámetro = 6,96 m

Altura = 24,38 m

El tanque deberá contar un sistema de inertización del aceite mediante nitrógeno a una sobrepresión de unos $0,5 \text{ kg/cm}^2$. La misión del nitrógeno es doble, por una lado evitar la existencia de aire en el interior del tanque, ya que la existencia de aire en el interior del tanque podría provocar explosiones. Y por otro lado, mantener baja la presión en todo el circuito de aceite, de modo que si se produce una fuga, esta sería hacia el exterior y nunca hacia el interior de las tuberías o del tanque, eliminando la posibilidad de que entre aire o agua en el circuito del aceite.

Por lo tanto será necesario tener en una serie de bombonas de nitrógeno, para prever las oscilaciones del volumen del aceite dentro del tanque. A parte de las bombas de nitrógeno, vamos a disponer de otros sistemas de seguridad, que son:

- Válvula de venteo: evacúa el nitrógeno cuando la presión en el interior del tanque sea superior a $0,85 \text{ kg/cm}^2$. Actúa normalmente cuando la presión en el interior del tanque aumenta lentamente.
- Disco de ruptura: permite una rápida evacuación al exterior de los gases del interior del tanque. El disco de ruptura actúa en un caso de que se produzca una sobrepresión tan rápida que la válvula de venteo no pueda evacuar al exterior con rapidez, suele ocurrir a presiones mayores de $1,02 \text{ kg/cm}^2$. Esta medida es de emergencia es destructiva, ya que el disco está tarado a la presión deseada y se rompe si se sobrepasa dicha presión en el interior del tanque, por lo que una vez roto debe ser rellenado el tanque y repuesto el disco.
- Tanque de incondensables: es un tanque pequeño, que tiene por finalidad evacuar los volátiles que se desprenden del aceite.
- Sistema contra incendios: consiste en agua y un gel espumoso que es vertido sobre el tanque en caso de incendio.
- Piscina de recogida de aceite.
- La reposición del aceite será del 1-3% anual si se respeta su temperatura máxima de operación.

El sistema de protección contra incendios, está basado en agua y gel espumoso, como hemos mencionado anteriormente. Normalmente, los tanques de almacenamiento que contienen aceite se encuentran rodeados por aros de surtidores situados a diferentes niveles, que

entran automáticamente en funcionamiento cuando dos de los sensores de temperatura que rodean los tanques detectan simultáneamente que se ha producido un incendio.

7.3 Balance de materia y energía.

En la siguiente tabla se resume el balance de materia y energía de la instalación. La referencia para la numeración de las corrientes se encuentra en el esquema que le sigue:

Corriente	Q (kg/s)	T (°C)	h (kJ/kg)	Tipo fluido
1	39,36	205	513,4	THERMINOL® 62
2	6,56	205	513,4	THERMINOL® 62
3	6,56	205	513,4	THERMINOL® 62
4	6,56	205	513,4	THERMINOL® 62
5	6,56	262,5	647,7	THERMINOL® 62
6	13,12	320	795,4	THERMINOL® 62
7	6,56	262,5	647,7	THERMINOL® 62
8	26,24	320	795,4	THERMINOL® 62
9	6,56	262,5	647,7	THERMINOL® 62
10	39,36	320	795,4	THERMINOL® 62
11	11,49	198,3	2792,2	Vapor saturado
12	11,49	104	436,8	Agua
13	11,49	104	436,8	Agua
14	11,49	104	436,8	Agua
15	11,49	104	436,8	Agua
16	11,49	198,3	2792,2	Vapor saturado
17	39,36	320	795,4	THERMINOL® 62
18	39,36	205	513,4	THERMINOL® 62
19	39,36	205	513,4	THERMINOL® 62
20	39,36	205	513,4	THERMINOL® 62
21	39,36	205	513,4	THERMINOL® 62
22	-	-	-	THERMINOL® 62
23	-	-	-	THERMINOL® 62
24	-	-	-	THERMINOL® 62

Tabla 16 - Balance de materia y energía

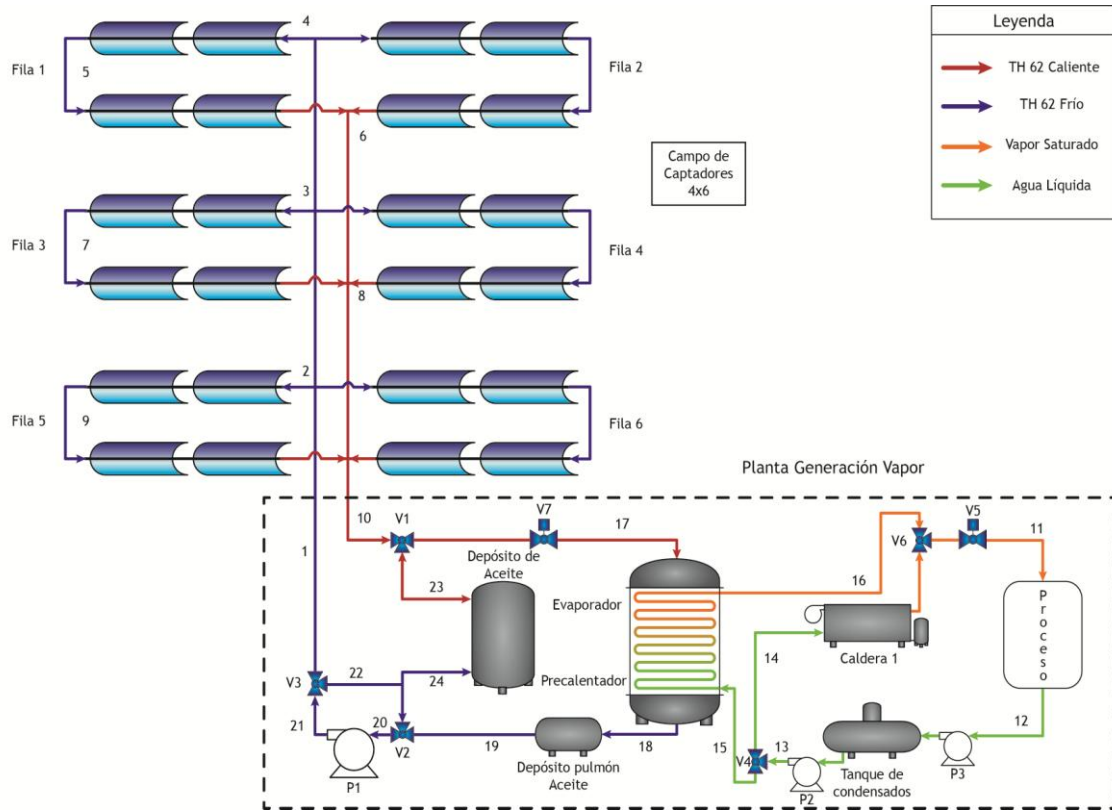


Figura 47 - Esquema básico de la instalación

CAPÍTULO 8. RESULTADOS

En este capítulo resumimos los resultados obtenidos del proyecto. Como podemos ver en la tabla 17 y la figura 47, se muestran los resultados mensuales de la energía solar producida, de la energía demandada por el proceso, la energía almacenada y la cobertura mensual de la instalación, que se obtiene dividiendo la energía aportada por los captadores entre la energía demandada por el proceso.

Mes	Energía Solar (MWh)	Energía Demandada (MWh)	Energía Almacenada (MWh)	Cobertura
Enero	452	3.604	17	12,54%
Febrero	759	2.727	113	27,82%
Marzo	1.164	3.396	324	34,27%
Abril	2.135	2.670	943	79,99%
Mayo	2.089	2.823	913	74,03%
Junio	2.984	3.086	1.294	96,69%
Julio	2.858	2.863	1.311	99,83%
Agosto	2.667	3.159	1.025	84,44%
Septiembre	1.750	2.723	606	64,29%
Octubre	1.317	3.064	267	42,99%
Noviembre	514	3.183	36	16,14%
Diciembre	251	3.219	4	7,79%
Año	18.941	36.516	6.851	51,87%

Tabla 17 - Resumen de resultados

Como vemos, la cobertura es mucho mayor en los meses de verano (meses centrales del año), que en los meses de invierno. Incluso podemos ver que en el mes de julio la cobertura es próxima al 100%, lo que supone que podremos abastecer casi toda la demanda energía del proceso mediante energía solar.

La cobertura anual obtenida es del 51,87%, lo que supone un ahorro proporcional en el consumo de combustible anual.

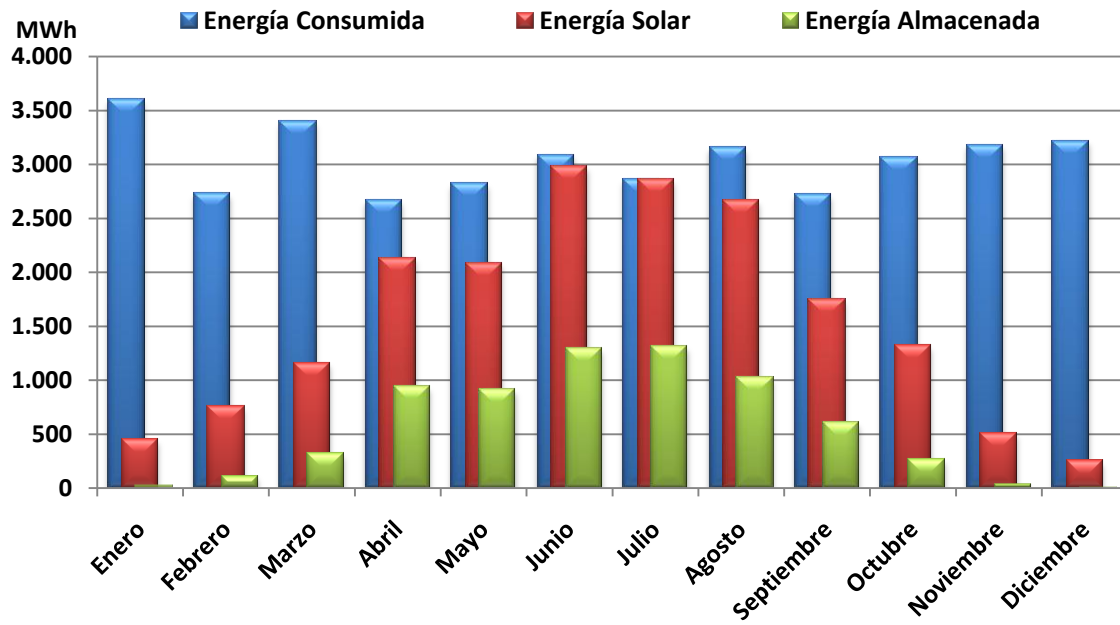


Figura 48 - Evolución anual de la energía demandada por el proceso, la energía solar y la energía almacenada.

CAPÍTULO 9. SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

9.1 Objetivo y Estrategia de Control

Para un correcto funcionamiento de todo nuestro sistema solar, es requisito imprescindible disponer en todo momento de un control de todo el sistema, con sus correspondientes instrumentos de caudal, presión, temperatura, nivel, etc. que servirán para alimentar controladores locales, interruptores de seguridad o enviar datos al sistema de control de la planta para que, a partir de toda esta información, el sistema enviará una serie de señales a equipos actuadores para realizar determinadas funciones. Este control debe garantizar una respuesta rápida, estable y exacta, sobre todo a los cambios producidos de las demandas de vapor del proceso industrial. Para ello es necesaria una adecuada calibración del sistema de control y de todos sus parámetros.

Por lo tanto, se define la estrategia de control a seguir en función de los requerimientos de la planta y los elementos que formarán parte del sistema de control, como sensores, transmisores, convertidores, actuadores y controladores. En la siguiente imagen se muestra un esquema básico de la instalación donde se representan todos los elementos de instrumentación y control. En el Anexo se incluye una tabla con la nomenclatura empleada.

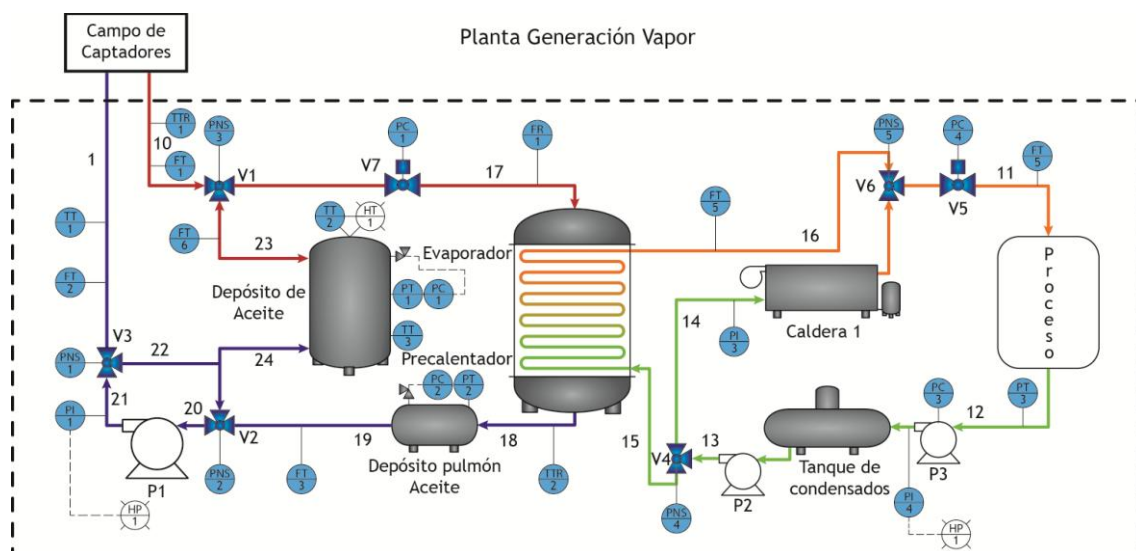


Figura 49- Esquema básico de la instalación. Elementos de instrumentación y control

Para la representación de los equipos, líneas e instrumentación y control el proceso existen varias normas, pero la más utilizada es la norma ISA (*International Society for Measurement and Control*), que es la que se ha utilizado en este proyecto. Para la representación del control e instrumentación se ha seguido la norma ANSI/ISA-5.1-1984 (R1992).

A continuación se detallan los diferentes sistemas de control dentro del campo solar.

9.2 Control del campo solar

El sector del campo solar debe ser capaz de proporcionar a su salida la temperatura deseada, acorde con la demanda del proceso industrial a solarizar, siendo ésta de 320 °C. Para ello el sensor de temperatura colocado a la salida del campo solar es fundamental en el control de la temperatura del fluido, ya que será el que informará al control del campo sobre si se está alcanzando o no la temperatura deseada. Este sensor debe estar perfectamente verificado y calibrado, con una alta frecuencia de inspección. Añadir que dentro de todo el campo solar, con sus correspondientes filas, habrán instalados varios sensores de temperatura con la finalidad de aportar la máxima información al sensor que medirá la temperatura de salida deseada.

En caso de que la temperatura media que circula por el colector que recoge el aceite caliente descienda del valor esperado, el sistema dará orden al variador de las bombas para que disminuyan su velocidad, de manera que el aceite atraviese más lentamente el campo. Se conseguirá así la máxima temperatura nuevamente, pero el caudal lógicamente disminuirá. También lo hará, por consiguiente, la energía transportada desde el campo.

Si la temperatura continua descendiendo llegará un momento en que el flujo de aceite sea inferior a un valor determinado. Así, si la velocidad de paso del fluido por los tubos absorbedores, que en nuestro caso se ha calculado que debe estar entre 2,4 y 2,7 m/s, desciende de 0,8 m/s, una parte del fluido se moverá con flujo laminar siendo la otra parte turbulenta, por lo que independientemente de la temperatura media que alcance el fluido, la temperatura máxima que alcanzará en las paredes del tubo será demasiado alta y provocará la degradación acelerada del fluido por cracking. Por ello, cuando la velocidad del fluido sea demasiado baja, provocada por una baja radiación que obligue a que las bombas giren más lentamente, los módulos de captación de radiación solar se desenfocarán, y la planta terminará parando unos minutos más tarde por seguridad.

En cambio, si la temperatura del aceite empieza a aumentar, la primera decisión que tomará el sistema de aceite será aumentar la velocidad de las bombas, para que el fluido pase menos tiempo en los tubos y los atraviese más rápidamente. Cuando las condiciones de radiación sean excelentes, y las bombas hayan alcanzado su máxima velocidad y por tanto su máximo caudal, si fuera necesario el último colector de cada fila deberá desenfocarse parcialmente, para evitar que la radiación termine elevando la temperatura del aceite por encima de la de

consigna. En condiciones especialmente favorables, y dependiendo del número de filas con el que cuente la planta, este punto podría alcanzarse en algún día de verano.

A parte de que los restantes sistemas de control, que se describen a continuación, son indispensables, el sistema de control para que el campo solar pueda garantizar la temperatura de salida demanda por el proceso industrial es el más importante debido a que ello es básicamente la finalidad de nuestro proyecto.

9.3 Control del sistema agua-aceite

9.3.1 Generación de vapor

El circuito de vapor vendrá regulado en función de las necesidades del proceso. Como se ha comentado, el proceso requiere diferentes temperaturas para cada una de las unidades según la consigna de temperaturas programada para cada operación. Comparando la temperatura actual con la temperatura de consigna se establecen las necesidades de vapor mediante la apertura de la válvula V5. Teniendo en cuenta que el proceso requiere vapor saturado a 15 bar (198,3 °C), será el caudal en la corriente 11 lo que variará en función de la demanda de calor del proceso.

Como se observa en el esquema representado en la figura anterior, el vapor requerido por el proceso puede generarse mediante la caldera de gas convencional o mediante el intercambiador de calor, utilizando el calor del transportado por el aceite térmico desde el campo de captadores, priorizando esta segunda opción siempre que sea posible. Para ello se mide caudal y temperatura de la corriente 10 (salida del campo de captadores) calculando la Potencia útil de este caudal y la potencia demandada por el proceso.

La potencia térmica de la corriente 10 se calcula mediante la ecuación:

$$P_{10}(kW) = q_m \cdot \Delta h = q_m \cdot \int_{T_{10}}^{205} C_p \cdot dT$$

Donde:

q_m : Caudal másico del aceite

C_p : Calor específico del aceite

T_{10} : Temperatura del aceite en la corriente 10

La potencia demandada por el proceso se calcula del siguiente modo:

$$P_{proceso} = \frac{Q_{10} (m^3/h) \cdot 0,65 (kWh/kg)}{0,12 (m^3/kg)}$$

Comparando ambas se regulan los caudales de aceite y vapor actuando sobre las válvulas de 3 vías (1, 2, 3, 4 y 6).

9.3.2 Circuito de aceite

El sistema de control debe conocer, registrar y controlar el flujo de aceite que circula por el generador de vapor. Como se ha comentado, el circuito de aceite se controla en función de la demanda de vapor, permitiendo cinco modos de operación:

1. Energía de campo solar a producción de vapor.
2. Energía de campo solar a producción de vapor + Almacenamiento.
3. Energía de almacenamiento a producción de vapor.
4. Energía de campo solar y energía de almacenamiento a producción de vapor.
5. Parada.

Cada uno de los modos de operación se explica con más detalle en el apartado 9.6.

9.4 El control de nivel en tanques de expansión

Cuando el fluido se calienta, aumenta de nivel de forma espontánea, por efecto de la dilatación. Para mantener el nivel, el sistema de control abre los drenajes que conducen el aceite hacia los tanques de rebose, siempre que el sistema disponga de ellos.

Cuando el aceite se enfría, ocurre justamente lo contrario: pierden nivel por contracción. Para mantenerlo, se recircula aceite desde los tanques de rebose (si el sistema dispone de ellos) hasta el tanque de expansión.

Paralelamente, la presión de nitrógeno también varía, y un nuevo lazo de control debe ventear o añadir nitrógeno para mantener la presión del tanque en el valor de consigna (unos 0,5 bares, normalmente).

9.5 El control del sistema de eliminación de productos de degradación

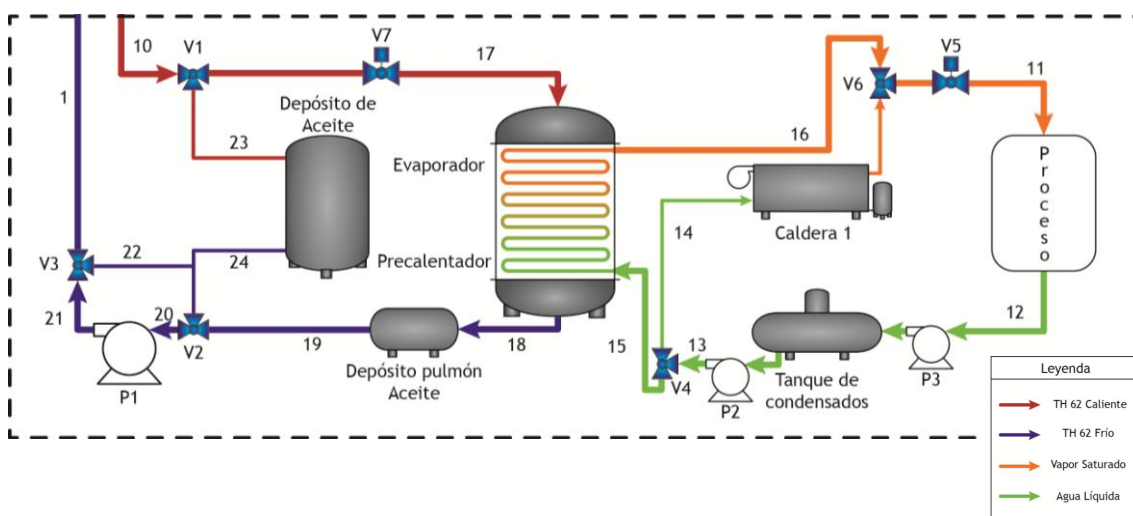
El control del sistema de eliminación de productos de degradación es complejo. Deben controlarse múltiples parámetros que garantizan que las presiones y temperaturas son las adecuadas para que se produzcan las sucesivas condensaciones y evaporaciones.

También dispone de varios lazos de control de nivel para asegurar que el nivel en reactores y en depósitos finales es el correcto.

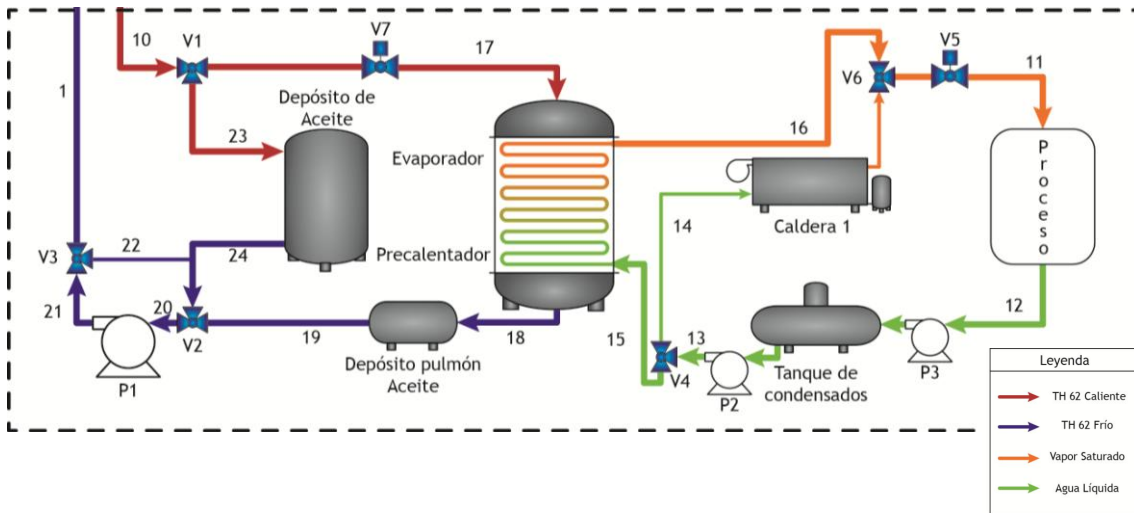
9.6 Modos de operación.

La planta va a contar con cinco modos distintos de operación, incluyendo el modo parada, según las necesidades del proceso y de la climatología. La caldera convencional de gas entrara en funcionamiento siempre que el proceso térmico no esté cubierto con la energía aportada por los colectores o por la energía almacenada. Los cuatro modos de operación, excluyendo el modo parada, se representan en las siguientes figuras.

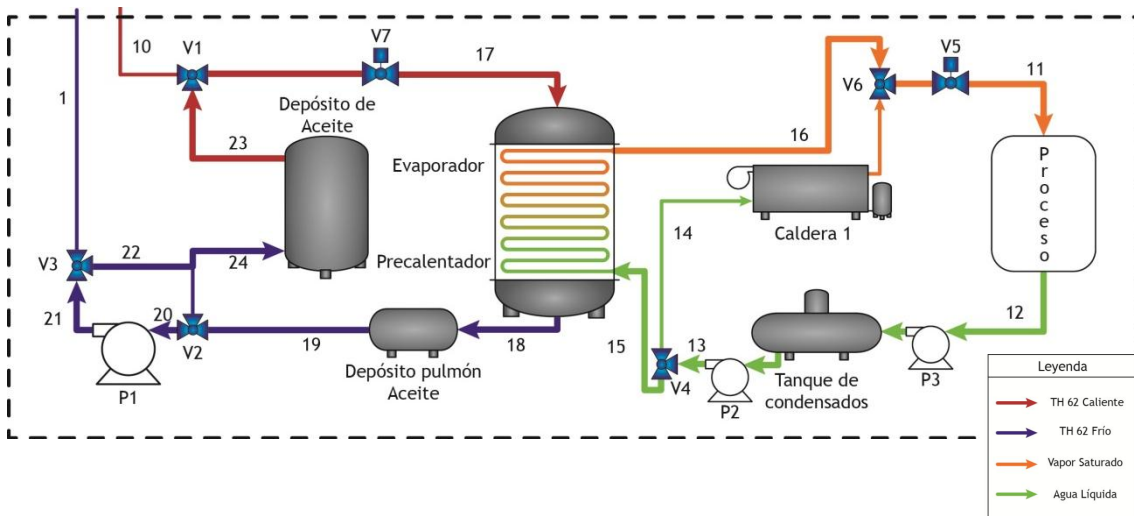
1. Energía de campo solar a producción de vapor: Este modo de operación se producirá cuando la energía solar sea igual a la energía del proceso o cuando ya no podamos almacenar más energía en el tanque. El fluido una vez que sale del campo solar irá directamente al evaporador para producir el vapor que demanda el proceso.



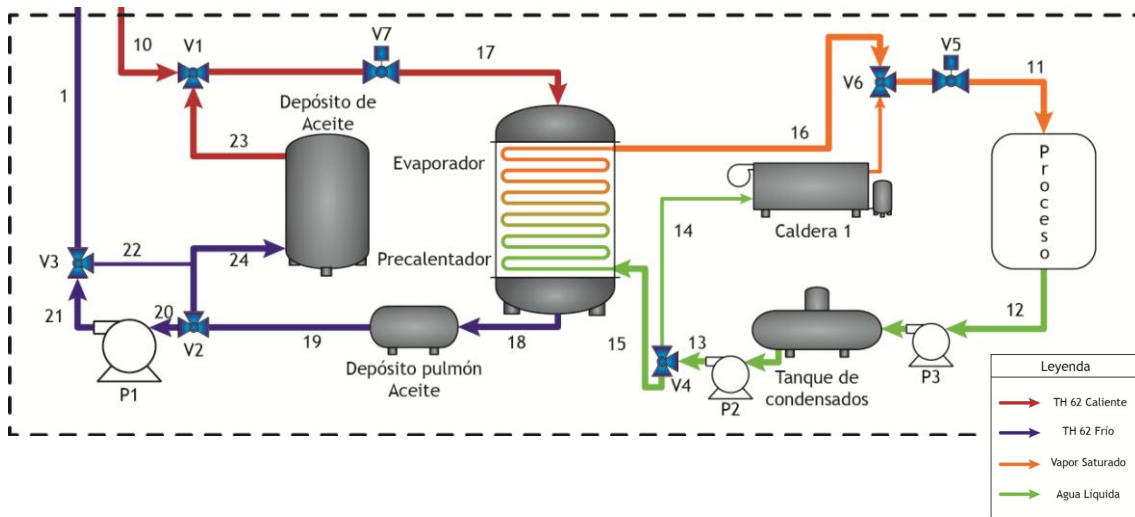
2. Energía de campo solar a producción de vapor + Almacenamiento: En este caso, nos encontramos que la energía generada por los colectores es mayor que la energía demandada por el proceso, por lo que a la vez que se suministra energía para este, se desvía una parte del fluido caloportador sobrante al tanque de almacenamiento.



3. Energía de almacenamiento a producción de vapor: Este modo se dará cuando el campo solar no pueda suministrar energía, por lo que se utilizará el sistema de almacenamiento para suministrar la energía demandada. Este modo suele entrar en funcionamiento cuando no hay irradiación solar directa (por la noche y cielos nublados).



4. Energía de campo solar y energía de almacenamiento a producción de vapor: En este modo el campo solar no puede suministrar toda la energía que demanda el proceso y tiene que complementarse la energía suministrada por el campo solar con energía desde el sistema de almacenamiento.



CAPÍTULO 10. ANALISIS Y PREVENCIÓN DE RIESGOS

La Ley de Prevención de riesgos laborales establece que todas las empresas deben desarrollar una actividad preventiva, planificando esta a partir de una evaluación inicial de riesgos para la seguridad y salud de los trabajadores.

La evaluación de riesgos es el procedimiento dirigido a estimar la magnitud de aquellos riesgos que no hayan podido evitarse, obteniendo la información necesaria, para que el empresario esté en condiciones de tomar una decisión apropiada sobre la necesidad de adoptar medidas preventivas y, en tal caso, sobre el tipo de medidas que deben adoptarse. El procedimiento seguido para la identificación de riesgos es el siguiente:

1. Recopilación de la documentación previa necesaria para realizar el estudio por cada tipo de instalación a analizar.
2. Identificación de los riesgos. Esta fase se lleva a cabo con la visita a las instalaciones para realizar una observación directa.
3. Evaluación de los riesgos identificados. Donde la identificación general de riesgos puso de manifiesto la existencia de algún tipo de riesgo para el trabajador, se realiza la evaluación del mismo como resultado del análisis y de la interpretación de la información obtenida en las dos fases anteriores.

10.1 Mecanismo de Evaluación de Riesgos

La metodología utilizada en el presente estudio consiste en identificar el factor de riesgo y asociarle los riesgos derivados de su presencia. Para la evaluación de los riesgos se utiliza el concepto de “Grado de riesgo” obtenido de la valoración conjunta de la probabilidad de que se produzca el daño y de la severidad de las consecuencias del mismo. Se han establecido diferentes grados de riesgo obtenidos de las diferentes combinaciones de la probabilidad y las consecuencias, las cuales se indican en la siguiente tabla:

		CONSECUENCIAS		
		LIGERAMENTE DAÑINO	DAÑINO	EXTREMADAMENTE DAÑINO
PROBAILIDAD	BAJA	Riesgo Trivial	Riesgo Tolerable	Riesgo Moderado
	MEDIA	Riesgo Tolerable	Riesgo Moderado	Riesgo Considerable
	ALTA	Riesgo Moderado	Riesgo Considerable	Riesgo Intolerable

Tabla 18 - Consecuencias y Probabilidades de los diferentes riesgos

El significado de cada riesgo de la tabla anterior es el siguiente:

- Riesgo Trivial: no necesita acción específica.
- Riesgo Tolerable: no precisa mejorar la acción preventiva. Pero se deben considerar mejoras que no supongan carga económica. Y requieren comprobaciones periódicas para cerciorarse que se mantiene la eficacia de las medidas de control.
- Riesgo Moderado: se requiere hacer esfuerzos para reducir el riesgo. Implantación de medidas que reduzcan el riesgo en un tiempo determinado.
- Riesgo considerable: no debe iniciarse o continuar el trabajo hasta que se haya reducido el riesgo.
- Riesgo Intolerable: debe prohibirse el trabajo hasta que se haya reducido el riesgo.

En el caso de las consecuencias, se consideran las esperadas en caso de que se materialice el riesgo, teniendo en cuenta para ello históricos de siniestralidad.

10.2 Riesgos principales en una instalación termosolar

10.2.1 Caída de personas a distinto nivel

Debido a que en la instalación termosolar los equipos están situados a una altura que requiere la utilización de andamios o escaleras para poder realizar el montaje y mantenimiento, es necesaria la utilización de las medidas de seguridad adecuadas en el uso de estos equipos por el riesgo de caídas a distinto nivel. También, al realizar estas instalaciones, se construyen zanjas y cimentaciones que deberán ser señalizadas y protegidas para evitar el riesgo de caídas.

SITUACIÓN DE RIESGO	PROBABILIDAD	SEVERIDAD	ESTIMACIÓN
Cimentaciones	Baja	Dañino	Tolerable
Zanjas (instalación eléctrica)	Baja	Dañino	Tolerable
Escaleras de mano	Baja	Extremadamente dañino	Moderado
Trabajos en andamios	Baja	Extremadamente dañino	Moderado

Tabla 19 - Situaciones de riesgo por diferencias de nivel

10.2.2 Caídas de objetos desprendidos

En las operaciones de carga y descarga de los materiales utilizados en las instalaciones se produce el riesgo de caída de los materiales manipulados. También se produce en los trabajos de instalación de estructuras, colectores, sistemas hidráulicos y, en general, en los trabajos realizados en altura.

SITUACIÓN DE RIESGO	PROBABILIDAD	SEVERIDAD	ESTIMACIÓN
Descarga de material	Baja	Dañino	Tolerable
Traslado de material	Baja	Dañino	Tolerable
Colocación de colectores	Baja	Dañino	Tolerable
Colocación de estructura	Baja	Dañino	Tolerable
Trabajos en andamios	Baja	Dañino	Tolerable

Tabla 20 - Situaciones de riesgo por caídas de objetos

10.2.3 Proyección de fragmentos o partículas

El principal riesgo de proyección de fragmentos y partículas en el montaje de la instalación termosolar se produce en el trabajo con la estructura metálica, por los cortes y soldaduras. También en las labores de montaje y mantenimiento se puede producir la rotura de algún componente del sistema hidráulico, tuberías, válvulas, etc. con el riesgo de proyección de fluido a elevada temperatura.

SITUACIÓN DE RIESGO	PROBABILIDAD	SEVERIDAD	ESTIMACIÓN
Rotura elemento hidráulico	Baja	Extremadamente Dañino	Moderado
Trabajos de soldadura	Baja	Dañino	Tolerable
Corte de elementos metálicos	Baja	Dañino	Tolerable

Tabla 21 - Situaciones de riesgo por proyectos de fragmentos o partículas

10.2.4 Golpes y cortes por objetos

Debido al ser una instalación con estructuras metálicas puede existir la presencia de aristas que pueden ser cortantes. También al haber superficies reflectoras, en caso de roturas, pueden resultar cortantes, por lo que siempre se tendrá que trabajar con guantes adecuados.

SITUACIÓN DE RIESGO	PROBABILIDAD	SEVERIDAD	ESTIMACIÓN
Descarga de material	Baja	Dañino	Tolerable
Traslado de material	Baja	Dañino	Tolerable
Colocación de estructuras	Baja	Dañino	Tolerable
Colocación de colectores	Baja	Dañino	Tolerable

Tabla 22 - Situaciones de riesgo por golpes y cortes por objetos

10.2.5 Atrapamiento por o entre objetos

El mayor riesgo para sufrir situaciones de atrapamiento se produce en la descarga y traslado de materiales. Los elementos reflectores de todas las tecnologías termosolares y las estructuras metálicas son elementos que por su volumen son de difícil manejo, y requieren para su descarga e instalación la utilización de elementos mecánicos.

SITUACIÓN DE RIESGO	PROBABILIDAD	SEVERIDAD	ESTIMACIÓN
Descarga de material	Baja	Extremadamente Dañino	Moderado
Traslado de material	Baja	Dañino	Tolerable

Tabla 23 - Situaciones de riesgo por atrapamiento por o entre objetos

10.2.6 Sobreesfuerzos

La importante carga física de trabajo que se requiere en el montaje de una instalación termosolar, unido a las posibles condiciones ambientales adversas debido a las altas temperaturas y la exposición al Sol en los terrenos donde se realizan las instalaciones, hace posible la aparición de lesiones debidas al sobreesfuerzo en los trabajadores. Es necesario planificar el trabajo con las correspondientes pausas y habilitar zonas de descanso.

SITUACIÓN DE RIESGO	PROBABILIDAD	SEVERIDAD	ESTIMACIÓN
Descarga de material	Baja	Dañino	Tolerable
Traslado de material	Baja	Dañino	Tolerable
Colocación de colectores	Baja	Dañino	Tolerable
Colocación de estructura	Baja	Dañino	Tolerable

Tabla 24 - Situaciones de riesgo por sobreesfuerzos

10.2.7 Riesgo eléctrico

En una instalación como la nuestra se trabaja con líneas eléctricas en baja tensión con sus correspondientes sistemas de protección y medida. Por lo que para realizar maniobras de operación en la red eléctrica se deberá proceder según los protocolos de seguridad y utilizando los equipos de protección individual y colectivo de forma óptima.

SITUACIÓN DE RIESGO	PROBABILIDAD	SEVERIDAD	ESTIMACIÓN
Montaje de líneas eléctricas	Baja	Extremadamente Dañino	Moderado
Uso de aparatos eléctricos	Baja	Dañino	Tolerable

Tabla 25 - Situaciones de riesgo eléctricos

10.2.8 Quemaduras

En la instalación del campo solar, la radiación solar se concentra para aumentar la temperatura de un fluido, de esta manera se obtienen puntos y canalizaciones a gran temperatura con el riesgo de producir quemaduras con el contacto directo con superficies o por el eventual escape del fluido a gran temperatura.

Como se comentó anteriormente en el *Capítulo 3*, dentro del apartado del fluido de trabajo a utilizar, se optó por el aceite sintético *Therminol 62* ya que sus propiedades son adecuadas para trabajar con respecto a nuestras condiciones de diseño. Pero hay que prestar especial atención a este apartado, siendo uno de los más peligrosos dentro de todas las situaciones de riesgo, ya que una de las propiedades de tal aceite es que es inflamable (*Punto de inflamabilidad entre 160 y 170 °C, Punto de incendio de 196 °C y Temperatura de Autoignición de 407 °C*). Con lo que si la temperatura de salida del campo solar deseada es de 320 °C, habrá que tener mucho cuidado con el trato y manejo de dicho fluido.

SITUACIÓN DE RIESGO	PROBABILIDAD	SEVERIDAD	ESTIMACIÓN
Contacto superficies a gran temperatura	Baja	Dañino	Moderado
Escape fluido a gran temperatura	Baja	Dañino	Moderado

Tabla 26 - Situaciones de riesgo por quemaduras

10.2.9 Manipulación de cargas

Siempre que sea posible, la manipulación de materiales se deberá realizar mediante maquinaria apropiada teniendo en cuenta el volumen y peso de los materiales utilizados. Si fuera necesaria la manipulación manual de carga los trabajadores deberán tener una formación e información sobre los riesgos derivados así como las medidas de prevención y protección que deben adoptarse, también deberá observarse que la carga máxima por trabajador será de 25 kg.

SITUACIÓN DE RIESGO	PROBABILIDAD	SEVERIDAD	ESTIMACIÓN
Descarga de material	Baja	Dañino	Tolerable
Traslado de material	Baja	Dañino	Tolerable
Colocación de colectores	Baja	Dañino	Tolerable
Colocación de estructura	Baja	Dañino	Tolerable

Tabla 27 - Situaciones de riesgos por manipulación de cargas

10.3 Procedimientos generales y Normativa

A continuación se detallan los procedimientos generales que debe integrar el programa de gestión de la prevención. Se deberán implantar y determinar los medios necesarios para llevarlos a cabo.

10.3.1 Elaboración y divulgación de la política de prevención

La dirección de la empresa elaborará la política de prevención expresándose mediante una declaración de principios donde se incluyan las directrices a seguir en la actividad preventiva.

Debe ser asumida por todos y cada uno de los elementos integrantes de la estructura organizativa y distribuida adecuadamente a todos los trabajadores de la empresa por los canales informativos que determine y/o de que disponga la empresa.

Para conseguir el objetivo final, la política preventiva ha de traducirse en acciones concretas y para que estas sean efectivas, se definen unos principios básicos que serán de fundamento de dichas acciones.

PRINCIPIOS BÁSICOS:

- La prevención de riesgos laborales constituye un objetivo básico y es asumida por la *Dirección* como una responsabilidad directa y prioritaria.
- Compete especialmente a la *Dirección*, técnicos y encargados, la responsabilidad en el logro de este objetivo.
- La prevención de riesgos forma parte de los criterios de gestión.
- Las responsabilidades en materia de prevención de riesgos son inherentes a la actividad la empresa y alcanzan a todo el personal.
- Todos los accidentes pueden y deben ser evitados.

10.3.2 Coordinación de contratistas en obras

Se deben cumplir una serie de requisitos legales para mejorar las condiciones de trabajo de todos los trabajadores (propios y externos), por lo que se hace necesario la aplicación de un procedimiento para tener sistematizadas todas las actuaciones a realizar.

10.3.3 Registro e investigación de accidentes e incidentes

Cuando se haya producido un daño para la salud de los trabajadores o cuando, con ocasión de la vigilancia de la salud prevista en el *artículo 22 de la Ley 31/1995*, aparezcan indicios de que las medidas de prevención resultan insuficientes, el empresario llevará a cabo una investigación al respecto, a fin de detectar las causas de estos hechos.

Se registrarán todos los accidentes producidos tanto con baja como sin baja, con la información sobre la forma de ocurrencia, naturaleza de la lesión, región anatómica, agente material y descripción detallada del accidente.

Todos y cada uno de los accidentes, así como los incidentes con interés a criterio de a dirección y/o encargado, se investigarán para obtener las causas y determinar las medidas a adoptar y evitar que se vuelvan a producir.

En la investigación deberán intervenir cuantas personas estuvieran implicadas y puedan aportar algo sobre la misma.

10.3.4 Comunicación de riesgos

La comunicación de riesgos debe ser el resultado de haber potenciado y estimulado, y de forma generalizada, el espíritu de análisis en la percepción del riesgo.

El trabajador que advierta un riesgo o se haya visto implicado en un incidente deberá comunicarlo a su inmediato superior. Éste solucionará el problema completando a su vez dicho modelo o solicitará asesoramiento del *Servicio de Prevención*.

10.3.5 Adquisición de bienes y servicios

A la hora de adquirir máquinas, u otro cualquier bien o servicio se analizarán las repercusiones desde el punto de vista de seguridad, a fin de no incumplir con las exigencias reglamentarias tipificadas en *Normas, Reglamentos y en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales*.

10.3.6 Análisis y control de riesgos: evaluación de riesgos y planificación

Se deben conocer los riesgos existentes e inherentes en las máquinas, instalaciones, etc. y, por otro lado, la determinación de las actividades preventivas para cada puesto de trabajo. Los documentos básicos que compondrán la base de la actividad preventiva son:

- La evaluación de los riesgos laborales.
- La planificación de la actividad preventiva.
- El documento de información de riesgos a los trabajadores.
- La planificación de las medidas de emergencia.

La elaboración de estos documentos se atenderá a las siguientes fases:

1. Obtención de datos por parte de la empresa y de los trabajadores que determinen las áreas a realizar y los factores que las afectan.
2. Análisis de la misma.
3. Proposición de medidas y actividades preventivas y su priorización.
4. Elaboración de los documentos.

En este proceso deberá generalizarse la participación activa de la dirección y los trabajadores.

A partir de esta información y de las visitas y estudios previos realizados, se redactarán los informes de *Evaluación Inicial de los Riesgos* existentes en cada centro de trabajo, la planificación de la actividad preventiva, la información de riesgos a los trabajadores y el plan de medidas de emergencia.

Todos estos documentos deberán mantenerse actualizados y para ello deberán ser revisados periódicamente o cuando se produzcan cambios en las condiciones de trabajo, accidentes de trabajo o enfermedades profesionales.

10.3.7 Equipos de protección individual (EPI)

La mejor protección se consigue mediante el diseño y la inclusión de la protección colectiva, pero por diversas razones esto no siempre es posible. Por tanto, será imprescindible en determinados trabajos o tareas utilizar equipos de protección individual.

Se deben definir directrices en cuanto a selección, uso, implantación, control y conservación de los E.P.I.

10.3.8 Información y divulgación

La información debe ser un pilar fundamental para conseguir el buen funcionamiento dentro del modelo de *Seguridad Integrada*, potenciando la participación, fomentando la iniciativa y creatividad, etc.

Según establece *el artículo 18 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales*, el empresario adoptará las medidas adecuadas para que los trabajadores reciban toda la información necesaria, en relación con:

Los riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores en el trabajo, tanto los que afectan a la empresa en general, como los que afectan a cada puesto de trabajo en particular.

- Las medidas preventivas y de protección a aplicar en función de los riesgos detectados en la empresa y los puestos de trabajo.
- Las medidas a adoptar, en caso de presentarse situaciones de emergencia.
- Se informará, además de los temas siguientes:
- Estadísticas de Accidentes.
- Conclusiones sobre la investigación de accidentes.
- Planificación de la actividad preventiva.

- Plan de emergencia.
- Etc.

Para la transmisión de la información a los trabajadores se efectuara a través de sus representantes.

En relación con los distintos temas de seguridad se deben seleccionar periódicamente material divulgativo sobre aspectos generales y específicos mediante carteles, folletos, trípticos, etc.

10.3.9 Formación

La formación y capacitación profesional representa la base fundamental para mejorar las condiciones de seguridad y salud de los trabajadores.

La formación en prevención de riesgos laborales será programada ateniéndose a las necesidades detectadas en la *Evaluación Inicial de los Riesgos* y en el *Plan de Medidas de Emergencia* e incorporadas en la *Planificación de la actividad preventiva*.

10.3.10 Vigilancia de la salud

La empresa garantizará la vigilancia de la salud de los trabajadores a su servicio en función de los riesgos inherentes a los puestos de trabajo.

Los reconocimientos médicos periódicos serán voluntarios para los trabajadores. Aunque se puede establecer excepciones previo informe de los representantes de los trabajadores, cuando se den los siguientes casos:

- Cuando sea imprescindible para evaluar los efectos de las condiciones de trabajo.
- Cuando el estado de salud sea peligroso para el trabajador afectado o para otros trabajadores.
- Cuando esté establecido en alguna disposición legal.

La información sobre las pruebas realizadas para la vigilancia de la salud se realizará con respeto a la intimidad, dignidad de la persona y con confidencialidad, comunicando los resultados a los trabajadores.

El acceso a la información quedará limitado al personal médico y a la *Autoridad Sanitaria*.

El empresario y el *Servicio de Prevención* sólo tendrán acceso a las condiciones de aptitud.

Dicha información no se utilizará para el perjuicio o discriminación de los trabajadores.

Si la empresa ha optado por la concertación de la especialidad de Vigilancia de la Salud con algún servicio de prevención ajeno, este deberá realizar de cada trabajador una evaluación de los riesgos para la salud que las condiciones de trabajo pueden suponer, estableciendo reconocimientos periódicos generales o específicos, según protocolos diseñados en función del riesgo.

10.3.11 Personal sensible, maternidad y menores

Cuando exista constancia de trabajadores con estas características en la empresa, se deberán tener en cuenta los siguientes aspectos:

Personal sensible:

- Evaluar los riesgos de su puesto de trabajo para tomar medidas preventivas oportunas.
- Limitar los puestos de trabajo a su disposición, en caso necesario.

Maternidad:

- Evaluar los riesgos, para saber qué condiciones o tareas pueden afectar negativamente a su estado.
- Adoptar las medidas de protección oportunas.
- Posibilidad de ausencia del trabajo para exámenes prenatales y técnicas parto.
- Limitar los puestos de trabajo a su disposición, en caso necesario.

Menores:

- Evaluar los puestos a desempeñar por menores.
- Información de los riesgos y medidas preventivas a los menores, padres o tutores.
- Limitar los puestos de trabajo a su disposición, en caso necesario.

CAPÍTULO 11. ESTUDIO ECONÓMICO

11.1 Análisis de la Inversión

En la *Inversión de un Proyecto*, todos los gastos se efectúan en unidad de tiempo para la adquisición de determinados factores o medios productivos, los cuales permiten implementar una unidad de producción que genera un flujo de beneficios. Asimismo, es una parte del ingreso disponible que se puede destinar tanto para los pagos salariales de los empleados, como para el mantenimiento de la instalación, la compra de bienes y/o servicios, etc. con la finalidad de incrementar el patrimonio de la empresa en cuestión.

Las inversiones, a través de los proyectos, tienen la finalidad de plasmar las tareas de ejecución y de operación de actividades, las cuales se realizan previa evaluación del *Flujo de Caja* (posteriormente se explicará este concepto con más detalle), el tiempo que durará recuperar la inversión realizada y los beneficios actualizados.

Por lo tanto, la inversión es el primer término que se debe analizar antes de realizar cualquier tipo de proyecto, ya que se debe disponer de los fondos necesarios para la adquisición de los activos a la hora de poner en ejecución y producción tal proyecto. Estos fondos se componen en activos fijos, al iniciar la inversión, y activos circulantes, que variarán con el paso del tiempo mientras dure nuestro proyecto.

Dicho esto, lo primero que se va a realizar es el estudio de la inversión. A continuación se muestra un diagrama detallado de los costes estimados correspondientes a toda nuestra instalación. Tal presupuesto se compone de tres secciones: por una parte los costes asociados al campo solar: compra, obra civil, montaje y control general de todos los captadores, es decir, son gastos directos de la inversión inicial; por otra parte, los costes correspondientes a los misceláneos, que es todo aquello que está aparte de los propios captadores considerados como tales, siendo gastos indirectos que se originan a medida que se desarrolla el proyecto con el transcurso del tiempo: ingeniería y dirección del proyecto, supervisión de la construcción, seguros, instrumentación, imprevistos, aislamiento térmico, etc.; finalmente los que suponen por parte del sistema de almacenamiento térmico.

Seguidamente se explican, con más detalle, los principales sectores a los cuales están asociados los mayores costes de la instalación.

11.1.1 Obra civil

Para la instalación de nuestro campo solar se debe, en primer lugar, realizar una buena adaptación del terreno del emplazamiento elegido con sus correspondientes trabajos de acondicionamiento y puesta a punto.

11.1.2 Campo Solar

Se compone del dimensionamiento del campo solar necesario para captar la energía solar suficiente, mediante captadores cilindroparábolicos, y transformarla en energía térmica, de la manera más eficientemente posible, mediante el fluido caloportador que circula a través de todo el circuito del campo.

11.1.3 Tuberías y Accesorios

Se consideran todos los accesorios necesarios para el adecuado trasiego del fluido a través de todo el circuito en que se compone el campo solar de captadores (tuberías, válvulas, codos, ensanchamientos, aislantes, bombas, etc.) y, a la vez, que sirva del correcto lazo de unión con los diferentes componentes del posterior sistema de generación de vapor.

11.1.4 Sistema Generación de Vapor

La principal función del sistema de generación de vapor es aprovechar toda la energía térmica posible que posee el fluido, captada de la radiación solar a través de los captadores, proveniente del campo solar, para convertirla en vapor de agua, mediante el intercambiador de calor, con la finalidad objetiva de proporcionar este vapor al proceso industrial lácteo. Lo que se deberá disponer de todo el equipamiento necesario para realizar dicha función, donde se tendrá que añadir también el tanque de almacenamiento del aceite para no interrumpir las 24 horas de operación del proceso industrial, bien porque no haya la irradiación suficiente en dicho instante o bien porque sea de noche.

11.1.5 Sistema de Control e Instrumentación

Para un correcto control y previsión del funcionamiento de toda nuestra instalación, habrá que tener en cuenta todos los costes correspondientes de tales componentes: sensores (de temperatura, de caudal, de nivel, de presión, etc.), transmisores, convertidores, actuadores, etc.

11.1.6 Gestión y Desarrollo del Proyecto

Hasta ahora, en los cinco apartados anteriores se han considerados los costes directos, en este apartado se tendrá en cuenta los costes indirectos por los diversos servicios que se producen durante el desarrollo de todo el proyecto. Estos servicios serán el desarrollo e ingeniería del proyecto, la dirección del mismo, tramitación de licencias, contratos y demás aspectos legales, la supervisión y coordinación durante la obra de construcción; también será necesario destinar parte de la inversión realizada para paliar imprevistos o contingencias, a la hora de cubrir los costes de posibles errores que se puedan cometer y que no nos pillen con sorpresas de contratiempo y que deba pararse el desarrollo del proyecto, también el coste del seguro durante la fase de construcción.

11.1.7 Presupuesto Total de la Inversión inicial

Finalmente, sumando todo el desglose de costes de las tres secciones definidas anteriormente: campo solar, misceláneos y sistema de almacenamiento térmico, se tiene (véase Anexo VI):

Presupuesto Total de la Inversión Inicial = 12.493.800 €

11.2 Análisis de la Rentabilidad

Debido a que la finalidad de nuestro proyecto es sustituir, o más bien disminuir en buena proporción, el tipo de energía convencional (gas natural) que consume el proceso industrial lácteo, no vamos a generar ningún ingreso extra para la fábrica sino un ahorro anual considerable del gasto económico que supone “la quema” del gas natural, al sustituirlo por nuestra fuente de energía renovable, como es la solar.

Para calcular el consumo anual de gas natural del proceso industrial lácteo considerado, se parte de las siguientes consideraciones:

- Según los datos proporcionados por la fábrica se tiene un consumo anual de gas natural de

$$\text{Consumo GN anual} = 46.710 \text{ Wh PCS}$$

- El precio del gas natural, que se sabe que fluctúa constantemente es, a día de hoy, de

$$\text{Precio del GN} = 34,8 \text{ €/MWh}$$

Por tanto, realizando la siguiente operación

$$46.710 \text{ GWh PCS} \cdot 34,8 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 1.625.508 \text{ €}$$

- Finalmente se tiene que ***el consumo de gas natural del proceso industrial es de 1.625.508 € anuales.***

Gracias a la explotación de nuestro proyecto, como se ha visto en el *Capítulo 7*, donde se mencionó que, en el emplazamiento considerado, la media anual de cobertura energética del sistema solar es de un 51,87% (el porcentaje anual de la radiación solar que va a ser aprovechable para explotar nuestro sistema), lo que equivale a que se va a poder cubrir tal porcentaje de la demanda energética del proceso industrial, siendo el porcentaje que se va a ahorrar la fábrica de consumir gas natural.

Con lo cual, la estimación de ahorro económico anual (al dejar de consumir el 51,87% de gas natural anual) es de:

$$\underline{\underline{\text{Ahorro económico anual} = 843.151 \text{ €}}}$$

Valor sobre el cual se realizarán los cálculos en el estudio económico.

Este ahorro de combustible se va a considerar constante durante todos los años por tratarse de términos de energía. Ahora bien, el precio del gas natural no se va a mantener constante, sino que fluctuará (normalmente incrementando) y habrá que ver cuánto, por ello se ha considerado un aumento de su coste en un 4% anual, que redundará directamente en el incremento del ahorro. Este dato es estimado, ya que no se sabe como variará el precio de este combustible, siendo conscientes de que el precio de los hidrocarburos varía constantemente con grandes altibajos, dependiendo de asuntos externos de los cuales no formamos parte. A su vez, se ha considerado un IPC (*Índice de Precios de Consumo*) medio, para el periodo de estudio y considerando una explotación de la planta de 25 años, del 3% anual. Por tanto, cada año que transcurre, el ahorro en combustible de gas natural se incrementará en un 7% ($\cong 4\% + 3\%$).

Sin olvidarnos los temas de operación y mantenimiento, ya que éstos supondrán de sus respectivos costes durante toda la explotación del campo solar, que se considera entorno a unos 25 años de vida útil, para generar el vapor de agua demandado por la fábrica. Estos gastos incluyen todo lo relativo a sustitución y/o lavado de espejos (con la finalidad de que no disminuya el rendimiento de los captadores), reemplazamiento de aceite (bien por degradación o para retirar impurezas), imprevistos, consumo eléctrico de la bomba para una adecuada circulación del fluido, operarios personales por turnos durante las 24 horas del día, etc. Todo este conjunto de gastos se han considerado que son del orden de 70.000 € durante el transcurso del primer año, con un incremento anual del 5%, equivalente al 3% correspondiente del IPC más el 2% por realizar cada vez mayores reparaciones.

11.3 Financiación

Finalmente habrá que tener en cuenta el tema de costes financieros, que resulta complicado su estimación ya que éstos dependen de las condiciones en que se hayan obtenido, y también del estudio y análisis del empresario para optar por la adecuada estrategia a la hora de cómo pagar las deudas a la entidad financiera correspondiente.

Se ha calculado un **presupuesto estimado para la inversión inicial de 12.493.800 €**, siendo una cantidad muy elevada para el inicio de cualquier proyecto. Por lo que se ha supuesto que la fábrica de producción de lácteos asumirá unas fuentes propias de financiación de un 40% del total de la inversión, la cual se considerará una inversión inicial no financiada (inversión propia) ya que nuestra finalidad es solarizarnos con tal industria para reducir sus enormes gastos económicos equivalentes a los consumidos por el gas natural. El 60% restante de la inversión se debe negociar para hacer frente a dicho proyecto. El resultado conseguido ha sido un financiamiento a través de un acuerdo con una entidad bancaria, la cual tendrá su correspondiente ganancia del 6% de interés, con un periodo de amortización de 14 años.

Al ser financiados, cada año de los 14 en que se negoció que tiene que durar el periodo de amortizar la totalidad de dicha financiación, se deberá realizar un pago anual constante a tal entidad más el pago por los intereses del capital que aun no se ha repagado, es decir, que cada año este pago será menor al tener menor deuda que deber.

11.4 Flujo de Caja

Durante todos los años que dure nuestro proyecto habrá unos ingresos y unos costes, llamándose flujo de caja de un periodo, normalmente anual, al balance de entradas y salidas de dinero. Con el control de estos flujos se tendrá una previsión de cómo evoluciona nuestra rentabilidad económica y nos ayudará a la hora de tomar unas decisiones adecuadas para nuestro bolsillo. En el caso de análisis de viabilidad de proyectos de inversión, los flujos de caja son la base de cálculo del *Valor Actual Neto* y de la *Tasa Interna de Retorno*. Todo esto se muestra en el Anexo VII.

11.5 Tiempo de Retorno de la Inversión

El tiempo de retorno de la inversión o, mundialmente conocido como *PayBack*, es el número de años necesarios para recuperar todo el capital invertido mediante los beneficios conseguidos durante la explotación del proyecto.

Como se observa en la siguiente *Figura 49*, en la que se ha representado la evolución del flujo de caja acumulado conforme se va explotando nuestro proyecto, se necesita un periodo de 17 años para poder recuperar el capital invertido ya que a partir de aquí el flujo ya es positivo y, a partir de este año, ya se obtendrán beneficios limpios propios, hasta el año 25 de vida útil del proyecto.

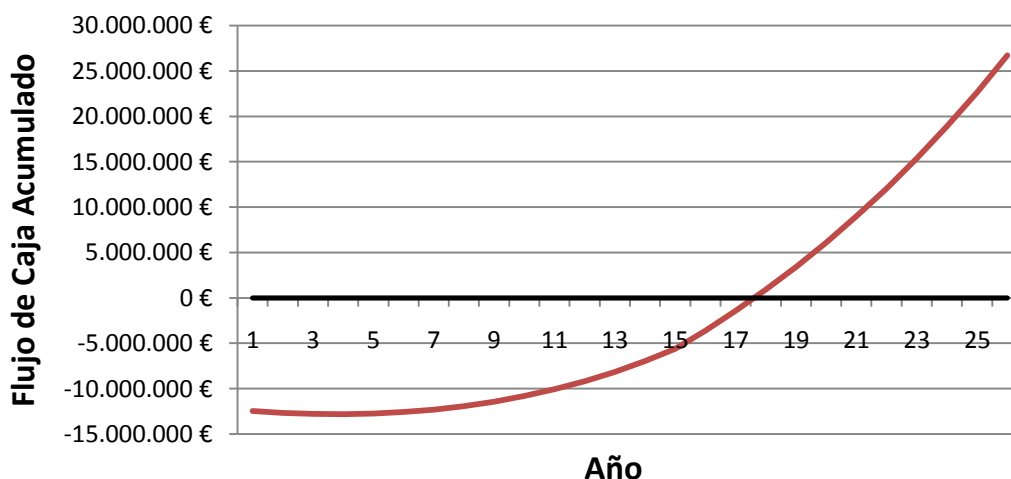


Figura 50 - Evolución del Flujo de Caja Acumulado.

11.6 Valor Actual Neto (VAN)

Este parámetro permite analizar la previsión de que un proyecto, durante su vida útil, sea capaz de producir un flujo de caja positivo, es decir, unos ingresos finales que superen el gasto inicial realizado en el presupuesto de la inversión.

Tras realizar los cálculos, se obtiene un VAN = 927.890,24 €, por lo que teóricamente, en un principio, sería rentable realizar la inversión económica de dicho proyecto, ya que los ingresos finales serán mayores que el presupuesto de la inversión.

11.7 Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

El *TIR* es un método de valoración de inversiones que mide la rentabilidad de los ingresos y gastos actualizados, después de generarse una inversión. Se mide en términos relativos, es decir, en porcentaje.

ES recomendable conocer el comportamiento financiero del proyecto con las correspondientes tasas que se han impuesto, que tipo de contrato se ha firmado con tal entidad y cómo vamos a ir pagando esa deuda durante el transcurso del tiempo.

En términos teóricos, la *TIR* es aquella tasa de descuento para la cual el *VAN* se hace nulo, con lo que comparando estos dos factores se estudiará la posibilidad que habrá de realizar una adecuada inversión.

Analizando el estudio económico para ver si es aconsejable realizar la inversión, se ha obtenido un *TIR* = 6,43%, mayor que la tasa de interés (6%), impuesta por el banco. Por lo que en un principio, dicha inversión generará beneficios. Posteriormente, se deberían analizar otros factores, como por ejemplo la política de la compañía en cuanto a la inversión en proyectos con tan largo período de retorno. En cambio, a favor de la rentabilidad de esta inversión juega el hecho de que con alta probabilidad podrían obtenerse ayudas públicas que, para ser conservadores, no han sido consideradas en el estudio económico.

11.8 Análisis de Sensibilidad

Con la finalidad de estudiar la viabilidad económica del proyecto, se plantean diferentes escenarios modificando distintos parámetros, como el porcentaje anual de cobertura

energética de la instalación solar, la evolución del precio del gas natural y la evolución del IPC. De este análisis se deducen las siguientes consideraciones:

- A medida que el porcentaje de inversión financiado y la tasa de interés aumentan, el tiempo de retorno de la inversión será mayor, lo que corresponde a una disminución del VAN y el TIR.
- Por el contrario, conforme mayor es el porcentaje de la cobertura energética de la instalación solar, al igual que el incremento del precio del gas natural y del IPC, obviamente, el tiempo de retorno de la inversión disminuye, aumentando el VAN y la TIR.
- En la siguiente *Figura*, se observa el gran peso que tiene sobre la TIR tanto el aumento del precio del gas natural como el IPC, ya que a pequeñas variaciones de éstos la TIR varía considerablemente. Concretamente, éstos son los dos parámetros de los que dependen los ahorros económicos, por lo que conforme aumenten con el transcurso del tiempo, serán mayores los ingresos que genere la explotación de nuestro campo solar.
- En cambio se observa que, en cuanto a la evolución de la tasa de interés, esta tiene menor influencia con respecto a la TIR, parámetro que influye directamente en los gastos financieros anuales hasta cumplir el periodo de amortización y, al tener menor peso que los otros dos parámetros, los gastos no se incrementarán tanto como los ingresos, de modo que anualmente los beneficios aumentarán considerablemente.

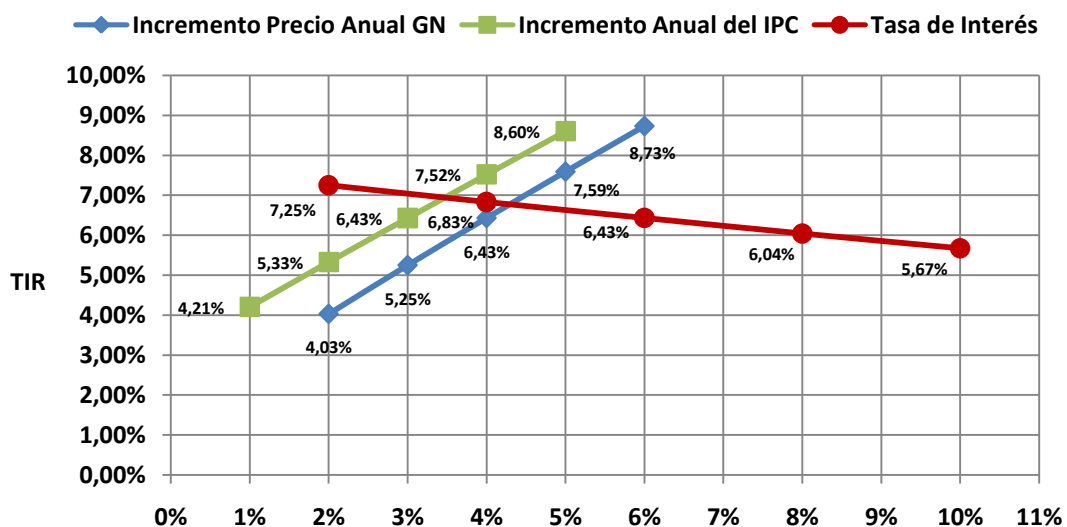


Figura 51 - Análisis de Sensibilidad.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD					
Parámetros de Rentabilidad	Supuestos				
Inversión Externa (Financiada)	40%	50%	60%	65%	70%
Tiempo Retorno Inversión (años)	15	16	17	18	19
VAN (€)	3.415.850,24	2.171.870,24	927.890,24	- 316.089,76	- 1.560.069,76
TIR	7,66%	7,03%	6,43%	5,86%	5,31%
Cobertura Energética	30%	40%	51,87%	60%	70%
Tiempo Retorno Inversión (años)	24	20	17	16	14
VAN (€)	- 8.478.047,14	- 4.177.207,00	927.890,24	4.424.473,28	8.725.313,41
TIR	1,28%	3,89%	6,43%	7,96%	9,68%
Incremento Precio Anual GN	2%	3%	4%	5%	6%
Tiempo Retorno Inversión (años)	19	18	17	16	16
VAN (€)	- 3.591.435,87	- 1.494.930,77	927.890,24	3.732.067,01	6.982.076,07
TIR	4,03%	5,25%	6,43%	7,59%	8,73%
Incremento Anual del IPC	1%	2%	3%	4%	5%
Tiempo Retorno Inversión (años)	19	18	17	16	16
VAN (€)	- 3.309.571,07	- 1.344.066,47	927.890,24	3.558.011,17	6.606.873,02
TIR	4,21%	5,33%	6,43%	7,52%	8,60%
Tasa de Interés	2%	4%	6%	8%	10%
Tiempo Retorno Inversión (años)	16	17	17	18	18
VAN (€)	16.536.464,33	7.318.968,72	927.890,24	- 3.588.067,93	- 6.839.744,01
TIR	7,25%	6,83%	6,43%	6,04%	5,67%

Tabla 28 - Análisis de sensibilidad

BIBLIOGRAFÍA

- [1] “International Energy Outlook 2013”. U.S Energy Information Administration. 2013
- [2] “El brillante futuro de las fábricas alimentadas con energía termosolar”, de Decker, Kris. 2012
- [3] “Solar Heat Integration in Industrial Processes. SHC Task 49.” Solar Heating & Cooling Programme. International Energy Agency. 2012
- [4] “Apuntes del módulo Electricidad Termosolar: Captadores Cilindroparabólicos. D. Eduardo Zarza Moya”.
- [5] “Manual técnico de energía solar para procesos industriales”. 2010
- [6] “Small-scale Concentrated Solar Power. A review of current activity and potential to accelerate deployment.” Rawlins, James. Ashcroft, Michael. Marzo 2013
- [7] “Key Issues for Renewable Heat in Europe (K4RES-H). Solar Industrial Process Heat - WP3, Task 3.5.” European Solar Thermal Industry Federation. Agosto 2006
- [8] “Potential for Solar Heat in Industrial Process”. Vannoni, Claudia. Battisti, Riccardo. Drigo, Serena. Department of Mechanics and Aeronautics, University of Rome “La Sapienza”.2008
- [9] “Market potential and system designs for industrial solar heat applications”. W.Weiss, H.Schweiger, R.Battisti. 2012
- [10] “Untapped potential. Solar Heat for Industrial Applications”. Renewable Energy World. Enero-Febrero 2006
- [11] “Development of a Low Cost European Parabolic Trough Collector. Eurotrough.” CIEMAT, CRES, DLR, FICHTNER Solar, FLABEG Solar, INABENSA (coordinator), SBP. 2001
- [12] “Quarterly Report on European Gas Market”. Market Observatory for Energy. 2013.

- [13] "Prevención de la contaminación en la industria láctea". Centro de Actividad Regional para la Producción Limpia.
- [14] "Riesgos laborales en las actividades relacionadas con las energías renovables". Aprean renovables.
- [15] "Guía de mejores técnicas disponibles en España del sector lácteo". Ministerio de Medio Ambiente.
- [16] "El sector lácteo español". Revista Distribución y consumo.
- [17] "El control del sistema HTF". www.sistemahtf.com
- [18] "Centrales solares de 50MW con tecnología CCP. Sistema control de generación de vapor".
- [19] "Accounting and Finance". Common subject of the master.
- [20] <http://www.estif.org>
- [21] <http://www.protermosolar.com>
- [22] <http://www.sulzer.com/>
- [23] <http://www.magrama.gob.es/es/>
- [24] www.renovetec.com

ANEXOS I: PROPIEDADES DE VAPOR SATURADO

Propiedades del agua saturada (líquido-vapor): Tabla de presiones

Presión bar	Temp, °C	Volumen específico m ³ /kg		Energía interna kJ/kg		Entalpía kJ/kg			Entropía kJ/kg K	
		Líquido sat,	Vapor sat,	Líquido sat,	Vapor sat,	Líquido sat,	Vapor vaporiz,	Vapor sat,	Líquido sat,	Vapor sat,
		$v_f \times 10^3$	v_g	u_f	u_g	h_f	h_{fg}	h_g	s_f	s_g
0,04	28,96	1,0040	34,800	121,45	2415,2	121,46	2432,9	2554,4	0,4226	8,4746
0,06	36,16	1,0064	23,739	151,53	2425,0	151,53	2415,9	2567,4	0,5210	8,3304
0,08	41,51	1,0084	18,103	173,87	2432,2	173,88	2403,1	2577,0	0,5926	8,2287
0,10	45,81	1,0102	14,674	191,82	2437,9	191,83	2392,8	2584,7	0,6493	8,1502
0,20	60,06	1,0172	7,649	251,38	2456,7	251,40	2358,3	2609,7	0,8320	7,9085
0,30	69,10	1,0223	5,229	289,20	2468,4	289,23	2336,1	2625,3	0,9439	7,7686
0,40	75,87	1,0265	3,993	317,53	2477,0	317,58	2319,2	2636,8	1,0259	7,6700
0,50	81,33	1,0300	3,240	340,44	2483,9	340,49	2305,4	2645,9	1,0910	7,5939
0,60	85,94	1,0331	2,732	359,79	2489,6	359,86	2293,6	2653,5	1,1453	7,5320
0,70	89,95	1,0360	2,365	376,63	2494,5	376,70	2283,3	2660,0	1,1919	7,4797
0,80	93,50	1,0380	2,087	391,58	2498,8	391,66	2274,1	2665,8	1,2329	7,4346
0,90	96,71	1,0410	1,869	405,06	2502,6	405,15	2265,7	2670,9	1,2695	7,3949
1,00	99,63	1,0432	1,694	417,36	2506,1	417,46	2258,0	2675,5	1,3026	7,3594
1,50	111,4	1,0528	1,159	466,94	2519,7	467,11	2226,5	2693,6	1,4336	7,2233
2,00	120,2	1,0605	0,8857	504,49	2529,5	504,70	2201,9	2706,7	1,5301	7,1271
2,50	127,4	1,0672	0,7187	535,10	2537,2	535,37	2181,5	2716,9	1,6072	7,0527
3,00	133,6	1,0732	0,6058	561,15	2543,6	561,47	2163,8	2725,3	1,6718	6,9919
3,50	138,9	1,0786	0,5243	583,95	2546,9	584,33	2148,1	2732,4	1,7275	6,9405
4,00	143,6	1,0836	0,4625	604,31	2553,6	604,74	2133,8	2738,6	1,7766	6,8959
4,50	147,9	1,0882	0,4140	622,25	2557,6	623,25	2120,7	2743,9	1,8207	6,8565
5,00	151,9	1,0926	0,3749	639,68	2561,2	640,23	2108,5	2748,7	1,8607	6,8212
6,00	158,9	1,1006	0,3157	669,90	2567,4	670,56	2086,3	2756,8	1,9312	6,7600
7,00	165,0	1,1080	0,2729	696,44	2572,5	697,22	2066,3	2763,5	1,9922	6,7080
8,00	170,4	1,1148	0,2404	720,22	2576,8	721,11	2048,0	2769,1	2,0462	6,6628
9,00	175,4	1,1212	0,2150	741,83	2580,5	742,83	2031,1	2773,9	2,0946	6,6226
10,0	179,9	1,1273	0,1944	761,68	2583,6	762,81	2015,3	2778,1	2,1387	6,5863
15,0	198,3	1,1539	0,1318	843,16	2594,5	844,84	1947,3	2792,2	2,3150	6,4448
20,0	212,4	1,1767	0,09963	906,44	2600,3	908,79	1890,7	2799,5	2,4474	6,3409
25,0	224,0	1,1973	0,07998	959,11	2603,1	962,11	1841,0	2803,1	2,5547	6,2575
30,0	233,9	1,2165	0,06668	1004,8	2604,1	1008,4	1795,7	2804,2	2,6457	6,1869
35,0	242,6	1,2347	0,05707	1045,4	2603,7	1049,8	1753,7	2803,4	2,7253	6,1253
40,0	250,4	1,2522	0,04978	1082,3	2602,3	1087,3	1714,1	2801,4	2,7964	6,0701
45,0	257,5	1,2692	0,04406	1116,2	2600,1	1121,9	1676,4	2798,3	2,8610	6,0199
50,0	264,0	1,2859	0,03944	1147,8	2597,1	1154,2	1640,1	2794,3	2,9202	5,9734
60,0	275,6	1,3187	0,03244	1205,4	2589,7	1213,4	1571,0	2784,3	3,0267	5,8892
70,0	285,9	1,3513	0,02737	1257,6	2580,5	1267,0	1505,1	2772,1	3,1211	5,8133
80,0	295,1	1,3842	0,02352	1305,6	2569,8	1316,6	1441,3	2758,0	3,2068	5,7432
90,0	303,4	1,4178	0,02048	1350,5	2557,8	1363,3	1378,9	2742,1	3,2858	5,6772
100	311,1	1,4524	0,01803	1393,0	2544,4	1407,6	1317,1	2724,7	3,3596	5,6141
110	318,2	1,4886	0,01599	1433,7	2529,8	1450,1	1255,5	2705,6	3,4295	5,5527
120	324,8	1,5267	0,01426	1473,0	2513,7	1491,3	1193,6	2684,9	3,4962	5,4924
130	330,9	1,5671	0,01278	1511,1	2496,1	1531,5	1130,7	2662,2	3,5606	5,4323
140	336,8	1,6107	0,01149	1548,6	2476,8	1571,1	1066,5	2637,6	3,6232	5,3717
150	342,2	1,6581	0,01034	1585,6	2455,5	1610,5	1000,0	2610,5	3,6848	5,3098
160	347,4	1,7107	0,009306	1622,7	2431,7	1650,1	930,6	2580,6	3,7461	5,2455
170	352,4	1,7702	0,008364	1660,2	2405,0	1690,3	856,9	2547,2	3,8079	5,1777
180	357,1	1,8397	0,007489	1698,9	2374,3	1732,0	777,1	2509,1	3,8715	5,1044
190	361,5	1,9243	0,006657	1739,9	2338,1	1776,5	688,0	2464,5	3,9388	5,0228
200	365,8	2,036	0,005834	1785,6	2293,0	1826,3	583,4	2409,7	4,0139	4,9269
220,9	374,1	3,155	0,003155	2029,6	2029,6	2099,3	0	2099,3	4,4298	4,4298

Propiedades del agua saturada (líquido-vapor): Tabla de temperaturas

Temp, °C	Presión bar	Volumen específico m ³ / kg		Energía interna kJ / kg		Entalpía kJ / kg			Entropía kJ / kg K	
		Líquido sat,	Vapor sat,	Líquido sat,	Vapor sat,	Líquido sat,	Vapor vaporiz,	Vapor sat,	Líquido sat,	Vapor sat,
		$v_f \times 10^3$	v_g	u_f	u_g	h_f	h_{fg}	h_g	s_f	s_g
,01	0,00611	1,0002	206,136	0,00	2375,3	0,01	2501,3	2501,4	0,0000	9,1562
4	0,00813	1,0001	157,232	16,77	2380,9	16,78	2491,9	2508,7	0,0610	9,0514
5	0,00872	1,0001	147,120	20,97	2382,3	20,98	2489,6	2510,6	0,0761	9,0257
6	0,00935	1,0001	137,734	25,19	2383,6	25,20	2487,2	2512,4	0,0912	9,0003
8	0,01072	1,0002	120,917	33,59	2386,4	33,60	2482,5	2516,1	0,1212	8,9501
10	0,01228	1,0004	106,379	42,00	2389,2	42,01	2477,7	2519,8	0,1510	8,9008
11	0,01312	1,0004	99,857	46,20	2390,5	46,20	2475,4	2521,6	0,1658	8,8765
12	0,01402	1,0005	93,784	50,41	2391,9	50,41	2473,0	2523,4	0,1806	8,8524
13	0,01497	1,0007	88,124	54,60	2393,3	54,60	2470,7	2525,3	0,1953	8,8285
14	0,01598	1,0008	82,848	58,79	2394,7	58,80	2468,3	2527,1	0,2099	8,8048
15	0,01705	1,0009	77,926	62,99	2396,1	62,99	2465,9	2528,9	0,2245	8,7814
16	0,01818	1,0011	73,333	67,18	2397,4	67,19	2463,6	2530,8	0,2390	8,7582
17	0,01938	1,0012	69,044	71,38	2398,8	71,38	2461,2	2532,6	0,2535	8,7351
18	0,02064	1,0014	65,038	75,57	2400,2	75,58	2458,8	2534,4	0,2679	8,7123
19	0,02198	1,0016	61,293	79,76	2401,6	79,77	2456,5	2536,2	0,2823	8,6897
20	0,02339	1,0018	57,791	83,95	2402,9	83,96	2454,1	2538,1	0,2966	8,6672
21	0,02487	1,0020	54,514	88,14	2404,3	88,14	2451,8	2539,9	0,3109	8,6450
22	0,02645	1,0022	51,447	92,32	2405,7	92,33	2449,4	2541,7	0,3251	8,6229
23	0,02810	1,0024	48,574	96,51	2407,0	96,52	2447,0	2543,5	0,3393	8,6011
24	0,02985	1,0027	45,883	100,70	2408,4	100,70	2444,7	2545,4	0,3534	8,5794
25	0,03169	1,0029	43,360	104,88	2409,8	104,89	2442,3	2547,2	0,3674	8,5580
26	0,03363	1,0032	40,994	109,06	2411,1	109,07	2439,9	2549,0	0,3814	8,5367
27	0,03567	1,0035	38,774	113,25	2412,5	113,25	2437,6	2550,8	0,3954	8,5156
28	0,03782	1,0037	36,690	117,42	2413,9	117,43	2435,2	2552,6	0,4093	8,4946
29	0,04008	1,0040	34,733	121,60	2415,2	121,61	2432,8	2554,5	0,4231	8,4739
30	0,04246	1,0043	32,894	125,78	2416,6	125,79	2430,5	2556,3	0,4369	8,4533
31	0,04496	1,0046	31,165	129,96	2418,0	129,97	2428,1	2558,1	0,4507	8,4329
32	0,04759	1,0050	29,540	134,14	2419,3	134,15	2425,7	2559,9	0,4644	8,4127
33	0,05034	1,0053	28,011	138,32	2420,7	138,33	2423,4	2561,7	0,4781	8,3927
34	0,05324	1,0056	26,571	142,50	2422,0	142,50	2421,0	2563,5	0,4917	8,3728
35	0,05628	1,0060	25,216	146,67	2423,4	146,68	2418,6	2565,3	0,5053	8,3531
36	0,05947	1,0063	23,940	150,85	2424,7	150,86	2416,2	2567,1	0,5188	8,3336
38	0,06632	1,0071	21,602	159,20	2427,4	159,21	2411,5	2570,7	0,5458	8,2950
40	0,07384	1,0078	19,523	167,56	2430,1	167,57	2406,7	2574,3	0,5725	8,2570
45	0,09593	1,0099	15,258	188,44	2436,8	188,45	2394,8	2583,2	0,6387	8,1648
50	0,1235	1,0121	12,032	209,32	2443,5	209,33	2382,7	2592,1	0,7038	8,0763
55	0,1576	1,0146	9,568	230,21	2450,1	230,23	2370,7	2600,9	0,7679	7,9913
60	0,1994	1,0172	7,671	251,11	2456,6	251,13	2358,5	2609,6	0,8312	7,9096
65	0,2503	1,0199	6,197	272,02	2463,1	272,06	2346,2	2618,3	0,8935	7,8310
70	0,3119	1,0228	5,042	292,95	2469,6	292,98	2333,8	2626,8	0,9549	7,7553
75	0,3858	1,0259	4,131	313,90	2475,9	313,93	2321,4	2635,3	1,0155	7,6824
80	0,4739	1,0291	3,407	334,86	2482,2	334,91	2308,8	2643,7	1,0753	7,6122
85	0,5783	1,0325	2,828	355,84	2488,4	355,90	2296,0	2651,9	1,1343	7,5445
90	0,7014	1,0360	2,361	376,85	2494,5	376,92	2283,2	2660,1	1,1925	7,4791
95	0,8455	1,0397	1,982	397,88	2500,6	397,96	2270,2	2668,1	1,2500	7,4159
100	1,014	1,0435	1,673	418,94	2506,5	419,04	2257,0	2676,1	1,3069	7,3549
110	1,433	1,0516	1,210	461,14	2518,1	461,30	2230,2	2691,5	1,4185	7,2387
120	1,985	1,0603	0,8919	503,50	2529,3	503,71	2202,6	2706,3	1,5276	7,1296
130	2,701	1,0697	0,6685	546,02	2539,9	546,31	2174,2	2720,5	1,6344	7,0269
140	3,613	1,0797	0,5089	588,74	2550,0	589,13	2144,7	2733,9	1,7391	6,9299
150	4,758	1,0905	0,3928	631,68	2559,5	632,20	2114,3	2746,5	1,8418	6,8379
160	6,178	1,1020	0,3071	674,86	2568,4	675,55	2082,6	2758,1	1,9427	6,7502
170	7,917	1,1143	0,2428	718,33	2576,5	719,21	2049,5	2768,7	2,0419	6,6663
180	10,02	1,1274	0,1941	762,09	2583,7	763,22	2015,0	2778,2	2,1396	6,5857
190	12,54	1,1414	0,1565	806,19	2590,0	807,62	1978,8	2786,4	2,2359	6,5079
200	15,54	1,1565	0,1274	850,65	2595,3	852,45	1940,7	2793,2	2,3309	6,4323
210	19,06	1,1726	0,1044	895,53	2599,5	897,76	1900,7	2798,5	2,4248	6,3585

Temp, °C	Presión bar	Volumen específico m ³ / kg		Energía interna kJ / kg		Entalpía kJ / kg			Entropía kJ / kg K	
		Líquido sat,	Vapor sat,	Líquido sat,	Vapor sat,	Líquido sat,	Vapor vaporiz,	Vapor sat,	Líquido sat,	Vapor sat,
		$v_f \times 10^3$	v_g	u_f	u_g	h_f	h_{fg}	h_g	s_f	s_g
230	27,95	1,2088	0,07158	986,74	2603,9	990,12	1813,8	2804,0	2,6099	6,2146
240	33,44	1,2291	0,05976	1033,2	2604,0	1037,3	1766,5	2803,8	2,7015	6,1437
250	39,73	1,2512	0,05013	1080,4	2602,4	1085,4	1716,2	2801,5	2,7927	6,0730
260	46,88	1,2755	0,04221	1128,4	2599,0	1134,4	1662,5	2796,6	2,8838	6,0019
270	54,99	1,3023	0,03564	1177,4	2593,7	1184,5	1605,2	2789,7	2,9751	5,9301
280	64,12	1,3321	0,03017	1227,5	2586,1	1236,0	1543,6	2779,6	3,0668	5,8571
290	74,36	1,3656	0,02557	1278,9	2576,0	1289,1	1477,1	2766,2	3,1594	5,7821
300	85,81	1,4036	0,02167	1332,0	2563,0	1344,0	1404,9	2749,0	3,2534	5,7045
320	112,7	1,4988	0,01549	1444,6	2525,5	1461,5	1238,6	2700,1	3,4480	5,5362
340	145,9	1,6379	0,01080	1570,3	2464,6	1594,2	1027,9	2622,0	3,6594	5,3357
360	186,5	1,8925	0,006945	1725,2	2351,5	1760,5	720,5	2481,0	3,9147	5,0526
374,14	220,9	3,155	0,003155	2029,6	2029,6	2099,3	0	2099,3	4,4298	4,4298

Propiedades del agua, vapor sobrecalentado

T	v	u	h	s
°C	m ³ /kg	kJ / kg	kJ / kg	kJ / kg K

P = 0,06 bar = 0,006 MPa (T _{sat} = 36,16°C)				
Sat,	23,739	2425,0	2567,4	8,3304
80	27,132	2487,3	2650,1	8,5804
120	30,219	2544,7	2726,0	8,7840
160	33,302	2602,7	2802,5	8,9693
200	36,383	2661,4	2879,7	9,1398
240	39,462	2721,0	2957,8	9,2982
280	42,540	2781,5	3036,8	9,4464
320	45,618	2843,0	3116,7	9,5859
360	48,696	2905,5	3197,7	9,7180
400	51,774	2969,0	3279,6	9,8435
440	54,851	3033,5	3362,6	9,9633
500	59,467	3132,3	3489,1	10,1336

p = 0,70 bar = 0,07 MPa (T _{sat} = 89,95°C)				
Sat	2,365	2494,5	2660,0	7,4797
100	2,434	2509,7	2680,0	7,5341
120	2,571	2539,7	2719,6	7,6375
160	2,841	2599,4	2798,2	7,8279
200	3,108	2659,1	2876,7	8,0012
240	3,374	2719,3	2955,5	8,1611
280	3,640	2780,2	3035,0	8,3162
320	3,905	2842,0	3115,3	8,4504
360	4,170	2904,6	3196,5	8,5828
400	4,434	2968,2	3278,6	8,7086
440	4,698	3032,9	3361,8	8,8286
500	5,095	3131,8	3488,5	8,9991

v	u	h	s
m ³ /kg	kJ / kg	kJ / kg	kJ / kg K

p = 0,35 bar = 0,035 MPa (T _{sat} = 72,69°C)			
4,526	2473,0	2631,4	7,7158
4,625	2483,7	2645,6	7,7564
5,163	2542,4	2723,1	7,9644
5,696	2601,2	2800,6	8,1519
6,228	2660,4	2878,4	8,3237
6,758	2720,3	2956,8	8,4828
7,287	2780,9	3036,0	8,6314
7,815	2842,5	3116,1	8,7712
8,344	2905,1	3197,1	8,9034
8,872	2968,6	3279,2	9,0291
9,400	3033,2	3362,2	9,1490
10,192	3132,1	3488,8	9,3194

p = 1,0 bar = 0,10 MPa (T _{sat} = 99,63°C)			
1,694	2506,1	2675,5	7,3594
1,696	2506,7	2676,2	7,3614
1,793	2537,3	2716,6	7,4668
1,984	2597,8	2796,2	7,6597
2,172	2658,1	2875,3	7,8343
2,359	2718,5	2954,5	7,9949
2,546	2779,6	3034,2	8,1445
2,732	2841,5	3114,6	8,2849
2,917	2904,2	3195,9	8,4175
3,103	2967,9	3278,2	8,5435
3,288	3032,6	3361,4	8,6636
3,565	3131,6	3488,1	8,8342

$p = 1,5 \text{ bar} = 0,15 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 111,37^\circ\text{C}$)				
Sat	1,159	2519,7	2693,6	7,2233
120	1,188	2533,3	2711,4	7,2693
160	1,317	2595,2	2792,8	7,4665
200	1,444	2656,2	2872,9	7,6433
240	1,570	2717,2	2952,7	7,8052
280	1,695	2778,6	3032,8	7,9555
320	1,819	2840,6	3113,5	8,0964
360	1,943	2903,5	3195,0	8,2293
400	2,067	2967,3	3277,4	8,3555
440	2,191	3032,1	3360,7	8,4757
500	2,376	3131,2	3487,6	8,6466
600	2,685	3301,7	3704,3	8,9101

$p = 3,0 \text{ bar} = 0,30 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 133,55^\circ\text{C}$)			
0,606	2543,6	2725,3	6,9919
0,651	2587,1	2782,3	7,1276
0,716	2650,7	2865,5	7,3115
0,781	2713,1	2947,3	7,4774
0,844	2775,4	3028,6	7,6299
0,907	2838,1	3110,1	7,7722
0,969	2901,4	3192,2	7,9061
1,032	2965,6	3275,0	8,0330
1,094	3030,6	3358,7	8,1538
1,187	3130,0	3486,0	8,3251
1,341	3300,8	3703,2	8,5892

$P = 5,0 \text{ bar} = 0,50 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 151,86^\circ\text{C}$)				
Sat	0,3749	2561,2	2748,7	6,8213
180	0,4045	2609,7	2812,0	6,9656
200	0,4249	2642,9	2855,4	7,0592
240	0,4646	2707,6	2939,9	7,2307
280	0,5034	2771,2	3022,9	7,3865
320	0,5416	2834,7	3105,6	7,5308
360	0,5796	2898,7	3188,4	7,6660
400	0,6173	2963,2	3271,9	7,7938
440	0,6548	3028,6	3356,0	7,9152
500	0,7109	3128,4	3483,9	8,0873
600	0,8041	3299,6	3701,7	8,3522
700	0,8969	3477,5	3925,9	8,5952

$p = 7,0 \text{ bar} = 0,70 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 164,97^\circ\text{C}$)			
0,2729	2572,5	2763,5	6,7080
0,2847	2599,8	2799,1	6,7880
0,2999	2634,8	2844,8	6,8865
0,3292	2701,8	2932,2	7,0641
0,3574	2766,9	3017,1	7,2233
0,3852	2831,3	3100,9	7,3697
0,4126	2895,8	3184,7	7,5063
0,4397	2960,9	3268,7	7,6350
0,4667	3026,6	3353,3	7,7571
0,5070	3126,8	3481,7	7,9299
0,5738	3298,5	3700,2	8,1956
0,6403	3476,6	3924,8	8,4391

$p = 10,0 \text{ bar} = 1,0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 179,91^\circ\text{C}$)				
Sat	0,1944	2583,6	2778,1	6,5865
200	0,2060	2621,9	2827,9	6,6940
240	0,2275	2692,9	2920,4	6,8817
280	0,2480	2760,2	3008,2	7,0465
320	0,2678	2826,1	3093,9	7,1962
360	0,2873	2891,6	3178,9	7,3349
400	0,3066	2957,3	3263,9	7,4651
440	0,3257	3023,6	3349,3	7,5883
500	0,3541	3124,4	3478,5	7,7622
540	0,3729	3192,6	3565,6	7,8720
600	0,4011	3296,8	3697,9	8,0290
640	0,4198	3367,4	3787,2	8,1290

$p = 15,0 \text{ bar} = 1,5 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 198,32^\circ\text{C}$)			
0,1318	2594,5	2792,2	6,4448
0,1325	2598,1	2796,8	6,4546
0,1483	2676,9	2899,3	6,6628
0,1627	2748,6	2992,7	6,8381
0,1765	2817,1	3081,9	6,9938
0,1899	2884,4	3169,2	7,1363
0,2030	2951,3	3255,8	7,2690
0,2160	3018,5	3342,5	7,3940
0,2352	3120,3	3473,1	7,5698
0,2478	3189,1	3560,9	7,6805
0,2668	3293,9	3694,0	7,8385
0,2793	3364,8	3783,8	7,9391

$p = 20,0 \text{ bar} = 2,0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 212,42^\circ\text{C}$)				
Sat	0,0996	2600,3	2799,5	6,3409
240	0,1085	2659,6	2876,5	6,4952
280	0,1200	2736,4	2976,4	6,6828
320	0,1308	2807,9	3069,5	6,8452
360	0,1411	2877,0	3159,3	6,9917
400	0,1512	2945,2	3247,6	7,1271
440	0,1611	3013,4	3335,5	7,2540
500	0,1757	3116,2	3467,6	7,4317
540	0,1853	3185,6	3556,1	7,5434
600	0,1996	3290,9	3690,1	7,7024
640	0,2091	3362,2	3780,4	7,8035
700	0,2232	3470,9	3917,4	7,9487

$p = 30,0 \text{ bar} = 3,0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 233,90^\circ\text{C}$)			
0,0667	2604,1	2804,2	6,1869
0,0682	2619,7	2824,3	6,2265
0,0771	2709,9	2941,3	6,4462
0,0850	2788,4	3043,4	6,6245
0,0923	2861,7	3138,7	6,7801
0,0994	2932,8	3230,9	6,9212
0,1062	3002,9	3321,5	7,0520
0,1162	3108,0	3456,5	7,2338
0,1227	3178,4	3546,6	7,3474
0,1324	3285,0	3682,3	7,5085
0,1388	3357,0	3773,5	7,6106
0,1484	3466,5	3911,7	7,7571

$P = 40 \text{ bar} = 4,0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 250,4^\circ\text{C}$)				
Sat	0,04978	2602,3	2801,4	6,0701
280	0,05546	2680,0	2901,8	6,2568
320	0,06199	2767,4	3015,4	6,4553
360	0,06788	2845,7	3117,2	6,6215
400	0,07341	2919,9	3213,6	6,7690
440	0,07872	2992,2	3307,1	6,9041
500	0,08643	3099,5	3445,3	7,0901
540	0,09145	3171,1	3536,9	7,2056
600	0,09885	3279,1	3674,4	7,3688
640	0,1037	3351,8	3766,6	7,4720
700	0,1110	3462,1	3905,9	7,6198
740	0,1157	3536,6	3999,6	7,7141

$p = 60 \text{ bar} = 6,0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 257,64^\circ\text{C}$)			
0,03244	2589,7	2784,3	5,8892
0,03317	2605,2	2804,2	5,9252
0,03876	2720,0	2952,6	6,1846
0,04331	2811,2	3071,1	6,3782
0,04739	2892,9	3177,2	6,5408
0,05122	2970,0	3277,3	6,6853
0,05665	3082,2	3422,2	6,8803
0,06015	3156,1	3517,0	6,9999
0,06525	3266,9	3658,4	7,1677
0,06859	3341,0	3752,6	7,2731
0,07352	3453,1	3894,1	7,4234
0,07677	3528,3	3989,2	7,5190

$p = 80 \text{ bar} = 8,0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 295,06^\circ\text{C}$)				
Sat	0,02352	2569,8	2758,0	5,7432
320	0,02682	2662,7	2877,2	5,9489
360	0,03089	2772,7	3019,8	6,1819
400	0,03432	2863,8	3138,3	6,3634
440	0,03742	2946,7	3246,1	6,5190
480	0,04034	3025,7	3348,4	6,6586
520	0,04313	3102,7	3447,7	6,7871
560	0,04582	3178,7	3545,3	6,9072
600	0,04845	3254,4	3642,0	7,0206
640	0,05102	3330,1	3738,3	7,1283
700	0,05481	3443,9	3882,4	7,2812
740	0,05729	3520,4	3978,7	7,3782

$p = 100 \text{ bar} = 10,0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 311,06^\circ\text{C}$)				
0,01803	2544,4	2724,7	5,6141	
0,01925	2588,8	2781,3	5,7103	
0,02331	2729,1	2962,1	6,0060	
0,02641	2832,4	3096,5	6,2120	
0,02911	2922,1	3213,2	6,3805	
0,03160	3005,4	3321,4	6,5282	
0,03394	3085,6	3425,1	6,6622	
0,03619	3164,1	3526,0	6,7864	
0,03837	3241,7	3625,3	6,9029	
0,04048	3318,9	3723,7	7,0131	
0,04358	3434,7	3870,5	7,1687	
0,04560	3512,1	3968,1	7,2670	

$p = 120 \text{ bar} = 12,0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 324,75^\circ\text{C}$)				
Sat	0,01426	2513,7	2684,9	5,4924
360	0,01811	2678,4	2895,7	5,8361
400	0,02108	2798,3	3051,3	6,0747
440	0,02355	2896,1	3178,7	6,2586
480	0,02576	2984,4	3293,5	6,4154
520	0,02781	3068,0	3401,8	6,5555
560	0,02977	3149,0	3506,2	6,6840
600	0,03164	3228,7	3608,3	6,8037
640	0,03345	3307,5	3709,0	6,9164
700	0,03610	3425,2	3858,4	7,0749
740	0,03781	3503,7	3957,4	7,1746

$p = 140 \text{ bar} = 14,0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 336,75^\circ\text{C}$)				
0,01149	2476,8	2637,6	5,3717	
0,01422	2617,4	2816,5	5,6602	
0,01722	2760,9	3001,9	5,9448	
0,01954	2868,6	3142,2	6,1474	
0,02157	2962,5	3264,5	6,3143	
0,02343	3049,8	3377,8	6,4610	
0,02517	3133,6	3486,0	6,5941	
0,02683	3215,4	3591,1	6,7172	
0,02843	3296,0	3694,1	6,8326	
0,03075	3415,7	3846,2	6,9939	
0,03225	3495,2	3946,7	7,0952	

$p = 160 \text{ bar} = 16,0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 347,44^\circ\text{C}$)				
Sat	0,00931	2431,7	2580,6	5,2455
360	0,01105	2539,0	2715,8	5,4614
400	0,01426	2719,4	2947,6	5,8175
440	0,01652	2839,4	3103,7	6,0429
480	0,01842	2939,7	3234,4	6,2215
520	0,02013	3031,1	3353,3	6,3752
560	0,02172	3117,8	3465,4	6,5132
600	0,02323	3201,8	3573,5	6,6399
640	0,02467	3284,2	3678,9	6,7580
700	0,02674	3406,0	3833,9	6,9224
740	0,02808	3486,7	3935,9	7,0251

$p = 180 \text{ bar} = 18,0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 357,06^\circ\text{C}$)				
0,00749	2374,3	2509,1	5,1044	
0,00809	2418,9	2564,5	5,1922	
0,01190	2672,8	2887,0	5,6887	
0,01414	2808,2	3062,8	5,9428	
0,01596	2915,9	3203,2	6,1345	
0,01757	3011,8	3378,0	6,2960	
0,01904	3101,7	3444,4	6,4392	
0,02042	3188,0	3555,6	6,5696	
0,02174	3272,3	3663,6	6,6905	
0,02362	3396,3	3821,5	6,8580	
0,02483	3478,0	3925,0	6,9623	

$p = 200 \text{ bar} = 20,0 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 365,81^\circ\text{C}$)				
Sato	0,00583	2293,0	2409,7	4,9269
400	0,00994	2619,3	2818,1	5,5540
440	0,01222	2774,9	3019,4	5,8450
480	0,01399	2891,2	3170,8	6,0518
520	0,01551	2992,0	3302,2	6,2218
560	0,01689	3085,2	3423,0	6,3705
600	0,01818	3174,0	3537,6	6,5048
640	0,01940	3260,2	3648,1	6,6286
700	0,02113	3386,4	3809,0	6,7993
740	0,02224	3469,3	3914,1	6,9052

$p = 240 \text{ bar} = 24,0 \text{ MPa}$				
0,00673	2477,8	2639,4	5,2393	
0,00929	2700,6	2923,4	5,6506	
0,01100	2838,3	3102,3	5,8950	
0,01241	2950,5	3248,5	6,0842	
0,01366	3051,1	3379,0	6,2448	
0,01481	3145,2	3500,7	6,3875	
0,01588	3235,5	3616,7	6,5174	
0,01739	3366,4	3783,8	6,6947	
0,01835	3451,7	3892,1	6,8038	

$p = 280 \text{ bar} = 28,0 \text{ MPa}$				
400	0,00383	2223,5	2330,7	4,7494
440	0,00712	2613,2	2812,6	5,4494
480	0,00885	2780,8	3028,5	5,7446
520	0,01020	2906,8	3192,3	5,9566
560	0,01136	3015,7	3333,7	6,1307
600	0,01241	3115,6	3463,0	6,2823
640	0,01338	3210,3	3584,8	6,4187
700	0,01473	3346,1	3758,4	6,6029
740	0,01558	3433,9	3870,0	6,7153
800	0,01680	3563,1	4033,4	6,8720
900	0,01873	3774,3	4298,8	7,1084

$p = 320 \text{ bar} = 32,0 \text{ MPa}$				
0,00236	1980,4	2055,9	4,3239	
0,00544	2509,0	2683,0	5,2327	
0,00722	2718,1	2949,2	5,5968	
0,00853	2860,7	3133,7	5,8357	
0,00963	2979,0	3287,2	6,0246	
0,01061	3085,3	3424,6	6,1858	
0,01150	3184,5	3552,5	6,3290	
0,01273	3325,4	3732,8	6,5203	
0,01350	3415,9	3847,8	6,6361	
0,01460	3548,0	4015,1	6,7966	
0,01633	3762,7	4285,1	7,0372	

Propiedades del agua, líquido subenfriado

T °C	v m ³ /kg	u kJ / kg	h kJ / kg	s kJ / kg K
P = 25 bar = 2,5 MPa (T_{sat} = 233,99°C)				
20	1,0006	83,80	86,30	,2961
40	1,0067	167,25	169,77	,5715
80	1,0280	334,29	336,86	1,0737
100	1,0423	418,24	420,85	1,3050
140	1,0784	587,82	590,52	1,7369
180	1,1261	761,16	763,97	2,1375
200	1,1555	849,9	852,8	2,3294
220	1,1898	940,7	943,7	2,5174
Sat	1,1973	959,1	962,1	2,5546

v m ³ /kg	u kJ / kg	h kJ / kg	s kJ / kg K
p = 50 bar = 5,0 MPa (T_{sat} = 263,99°C)			
,9995	83,65	88,65	,2956
1,0056	166,95	171,97	,5705
1,0268	333,72	338,85	1,0720
1,0410	417,52	422,72	1,3030
1,0768	586,76	592,15	1,7343
1,1240	759,63	765,25	2,1341
1,1530	848,1	853,9	2,3255
1,1866	938,4	944,4	2,5128
1,2859	1147,8	1154,2	2,9202

T °C	v m ³ /kg	u kJ / kg	h kJ / kg	s kJ / kg K
p = 75 bar = 7,5 MPa (T_{sat} = 290,59°C)				
20	,9984	83,50	90,99	,2950
40	1,0045	166,64	174,18	,5696
80	1,0256	333,15	340,84	1,0704
100	1,0397	416,81	424,62	1,3011
140	1,0752	585,72	593,78	1,7317
180	1,1219	758,13	766,55	2,1308
220	1,1835	936,2	945,1	2,5083
260	1,2696	1124,4	1134,0	2,8763
Sato	1,3677	1282,0	1292,2	3,1649

v m ³ /kg	u kJ / kg	h kJ / kg	s kJ / kg K
p = 100 bar = 10,0 MPa (T_{sat} = 311,06°C)			
,9972	83,36	93,33	,2945
1,0034	166,35	176,38	,5686
1,0245	332,59	342,83	1,0688
1,0385	416,12	426,50	1,2992
1,0737	584,68	595,42	1,7292
1,1199	756,65	767,84	2,1275
1,1805	934,1	945,9	2,5039
1,2645	1121,1	1133,7	2,8699
1,4524	1393,0	1407,6	3,3596

T °C	v m ³ /kg	u kJ / kg	h kJ / kg	s kJ / kg K
P = 150 bar = 15,0 MPa (T_{sat} = 342,24°C)				
20	,9950	83,06	97,99	,2934
40	1,0013	165,76	180,78	,5666
80	1,0222	331,48	346,81	1,0656
100	1,0361	414,74	430,28	1,2955
140	1,0707	582,66	598,72	1,7242
180	1,1159	753,76	770,50	2,1210
220	1,1748	929,9	947,5	2,4953
260	1,2550	1114,6	1133,4	2,8576
300	1,3770	1316,6	1337,3	3,2260
Sato	1,6581	1585,6	1610,5	3,6848

v m ³ /kg	u kJ / kg	h kJ / kg	s kJ / kg K
p = 200 bar = 20,0 MPa (T_{sat} = 365,81°C)			
,9928	82,77	102,62	,2923
,9992	165,17	185,16	,5646
1,0199	330,40	350,80	1,0624
1,0337	413,39	434,06	1,2917
1,0678	580,69	602,04	1,7193
1,1120	750,95	773,20	2,1147
1,1693	925,9	949,3	2,4870
1,2462	1108,6	1133,5	2,8459
1,3596	1306,1	1333,3	3,2071
2,036	1785,6	1826,3	4,0139

T °C	v m ³ /kg	u kJ / kg	h kJ / kg	s kJ / kg K
P = 250 bar = 25,0 MP				
20	,9907	82,47	107,24	,2911
40	,9971	164,60	189,52	,5626
100	1,0313	412,08	437,85	1,2881
200	1,1344	834,5	862,8	2,2961
300	1,3442	1296,6	1330,2	3,1900

v m ³ /kg	u kJ / kg	h kJ / kg	s kJ / kg K
p = 300 bar = 30,0 MPa			
,9886	82,17	111,84	,2899
,9951	164,04	193,89	,5607
1,0290	410,78	441,66	1,2844
1,1302	831,4	865,3	2,2893
1,3304	1287,9	1327,8	3,1741

Fuente: Fundamentos de Termodinámica Técnica, M.J. Moran, H.N. Shaphiro, Ed Reverté

PROPIEDADES DEL AGUA

Temperatura (°C)	Densidad ρ (kg/m ³)	Calor Especifico c _p (J/kg°C)	Conductiv. térmica k (W/m°C)	Visc. dinám. η · 10 ⁶ (N.seg/m ²)	Visc. cinem. ν · 10 ⁶ (m ² /seg)
0	999,9	4226	0,558	1794	1,789
20	998,2	4182	0,597	1004	1,006
40	992,3	4178	0,633	653,0	0,658
60	983,2	4181	0,658	470,0	0,478
80	971,8	4194	0,673	353,7	0,364
100	958,4	4211	0,682	281,0	0,294
140	926,1	4279	0,687	198,2	0,214
180	887,0	4413	0,678	153,5	0,173
220	840,5	4606	0,656	126,0	0,150
260	784,0	4944	0,614	107,5	0,137
300	712,5	6594	0,543	94,1	0,132

ANEXOS II: PROPIEDADES THERMINOL-62

T Y P I C A L P R O P E R T I E S^{*†}

Appearance	Water-white liquid
Composition	Isopropyl biphenyl mixture
Moisture Content, Maximum (ASTM E203-75)	200 ppm
Total Acidity (ASTM D664-81)	<0.2 mg KOH/g
Chlorine Content	<10 ppm
Copper Corrosion, Maximum (ASTM D-130)	<<1 a
Flash Point, PMCC (ASTM D-93)	160 °C (320 °F)
Flash Point, COC (ASTM D-92)	171 °C (340 °F)
Fire Point (ASTM D-92)	196 °C (385 °F)
Autoignition Temperature (ASTM E-659)	407 °C (765 °F)
Kinematic Viscosity, at 0 °C	103. mm ² /s (cSt)
at 40 °C	10.7 mm ² /s (cSt)
at 100 °C	2.52 mm ² /s (cSt)
Liquid density at 25 °C	951.1 kg/m ³ (7.94 lb/gal)
Coefficient of Thermal Expansion at 200 °C	0.00100/°C (0.000556/°F)
Average Molecular Weight	252
Pour Point (ASTM D-97)	-42 °C (-44 °F)
Pumpability, at 2000 mm²/s	-23 °C (-10 °F)
at 300 mm²/s	-11 °C (12 °F)
Minimum Temperatures for Fully Developed Turbulent Flow, (Re = 10000)	
10 ft/sec, 1-in tube (3.048 m/s, 2.54-cm tube)	50 °C (122 °F)
20 ft/sec, 1-in tube (6.096 m/s, 2.54-cm tube)	31 °C (88 °F)
Minimum Temperatures for Transition Region Flow (Re = 2000)	
10 ft/sec, 1-in tube (3.048 m/s, 2.54-cm tube)	11 °C (52 °F)
20 ft/sec, 1-in tube (6.096 m/s, 2.54-cm tube)	4 °C (39 °F)
Normal Boiling Point	333 °C (631 °F)
Heat of Vaporization at Maximum Use Temperature (325 °C / 620 °F)	263.9 kJ/kg (113.6 Btu/lb)
Optimum Use Range	-20 to 325 °C (-5 to 620 °F)
Maximum Bulk Temperature	325 °C (620 °F)
Maximum Film Temperature	355 °C (670 °F)
Pseudocritical Temperature	486.8 °C (908.3 °F)
Pseudocritical Pressure	15.0 bar (217.5 psia)
Pseudocritical Density	269.4 kg/m ³ (16.82 lb/ft ³)

* These data are based upon samples tested in the laboratory and are not guaranteed for all samples.

Write us for complete sales specifications for Therminol 62 fluid.

† Does not constitute an express warranty. See NOTICE on the back page of this bulletin.

P R O P E R T I E S O F T H E R M I N O L[®] 6 2

Temperature		Liquid Density			Liquid Heat Capacity		Liquid Enthalpy [†]		Heat of Vaporization	
°F	°C	lb/gal	lb/ft ³	kg/m ³	Btu/(lb·°F) [cal/(g·°C)]	kJ/(kg·K)	Btu/lb	kJ/kg	Btu/lb	kJ/kg
-40	-40	8.32	62.2	997	0.424	1.77	0	0	217.3	505.1
-20	-29	8.25	61.7	989	0.432	1.81	8.56	19.9	212.7	494.5
0	-18	8.19	61.3	981	0.440	1.84	17.3	40.2	208.2	484.0
20	-7	8.12	60.8	973	0.447	1.87	26.1	60.8	203.8	473.8
40	4	8.06	60.3	966	0.454	1.90	35.2	81.7	199.5	463.7
60	16	7.99	59.8	958	0.462	1.93	44.3	103.0	195.3	453.9
80	27	7.93	59.3	950	0.469	1.96	53.6	124.7	191.2	444.3
100	38	7.86	58.8	942	0.476	1.99	63.1	146.6	187.1	434.9
120	49	7.80	58.3	934	0.483	2.02	72.7	168.9	183.2	425.7
140	60	7.73	57.8	926	0.489	2.05	82.4	191.5	179.3	416.8
160	71	7.66	57.3	918	0.496	2.08	92.2	214.4	175.6	408.1
180	82	7.59	56.8	910	0.503	2.10	102.2	237.6	171.9	399.6
200	93	7.53	56.3	902	0.509	2.13	112.3	261.1	168.3	391.3
220	104	7.46	55.8	894	0.515	2.15	122.6	284.9	164.9	383.2
240	116	7.39	55.3	885	0.521	2.18	132.9	309.0	161.5	375.4
260	127	7.32	54.8	877	0.527	2.20	143.4	333.4	158.2	367.7
280	138	7.25	54.2	869	0.533	2.23	154.0	358.0	155.0	360.3
300	149	7.18	53.7	860	0.538	2.25	164.7	382.9	151.9	353.1
320	160	7.11	53.2	852	0.544	2.28	175.5	408.1	148.9	346.2
340	171	7.03	52.6	843	0.549	2.30	186.5	433.5	146.0	339.4
360	182	6.96	52.1	834	0.555	2.32	197.5	459.1	143.2	332.9
380	193	6.89	51.5	825	0.560	2.34	208.7	485.0	140.5	326.5
400	204	6.81	50.9	816	0.565	2.36	219.9	511.2	137.8	320.4
420	216	6.73	50.4	807	0.570	2.38	231.2	537.6	135.3	314.4
440	227	6.66	49.8	798	0.575	2.41	242.7	564.2	132.8	308.7
460	238	6.58	49.2	788	0.580	2.43	254.2	591.0	130.4	303.1
480	249	6.49	48.6	778	0.584	2.45	265.9	618.1	128.1	297.7
500	260	6.41	48.0	768	0.589	2.46	277.6	645.4	125.8	292.5
520	271	6.33	47.3	758	0.594	2.48	289.4	672.9	123.6	287.4
540	282	6.24	46.7	748	0.598	2.50	301.4	700.6	121.5	282.5
560	293	6.15	46.0	737	0.603	2.52	313.4	728.5	119.5	277.7
580	304	6.06	45.3	726	0.608	2.54	325.5	756.6	117.5	273.0
600	316	5.96	44.6	715	0.612	2.56	337.7	785.0	115.5	268.4
620	327	5.87	43.9	703	0.617	2.58	350.0	813.5	113.6	263.9
640	338	5.76	43.1	691	0.622	2.60	362.4	842.3	111.6	259.5

* Maximum recommended bulk temperature 327 °C (620 °F).

† These data are based upon samples tested in the laboratory and are not guaranteed for all samples. Write us for complete sales specifications for Therminol 62 fluid.

‡ Enthalpy basis is liquid at (-40 °C) -40 °F.

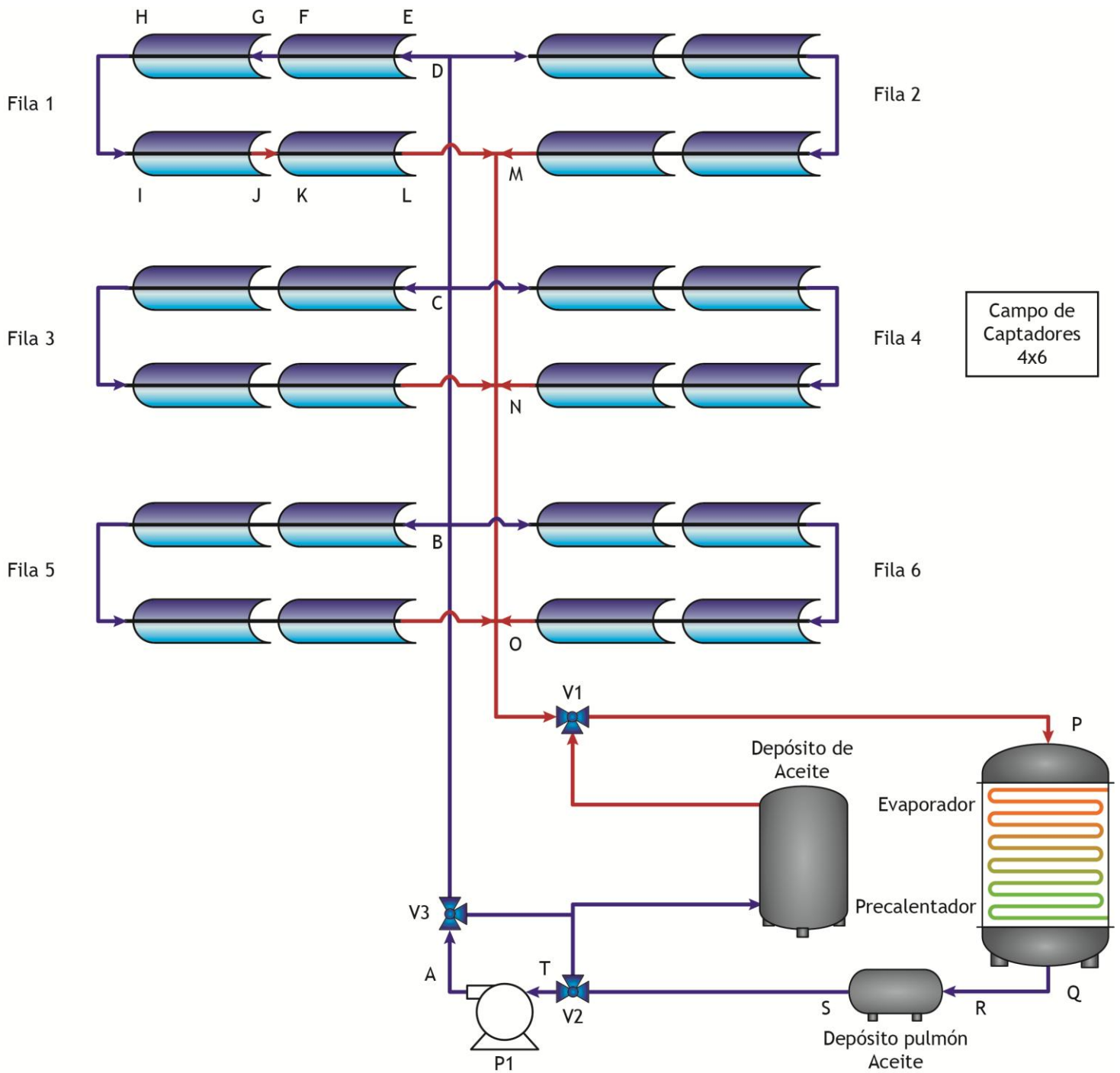
H E A T T R A N S F E R F L U I D *†

Liquid Thermal Conductivity			Liquid Viscosity			Vapor Pressure				Temperature	
Btu/ (ft-hr-°F)	kcal/ (m-h-°C)	W/(m-K)	lb/(ft-h)	cSt [mm²/s]	cP [mPa-s]	psia	mm Hg	kgf/cm²	kPa	°F	°C
0.0739	0.1100	0.1279	-	-	-	-	-	-	-	-40	-40
0.0734	0.1093	0.1270	16500	6890	6820	-	-	-	-	-20	-29
0.0729	0.1085	0.1261	2000	843	827	-	-	-	-	0	-18
0.0724	0.1077	0.1252	467	198	193	-	-	-	-	20	-7
0.0718	0.1069	0.1242	165	70.7	68.2	-	-	-	-	40	4
0.0713	0.1061	0.1233	76.3	33.0	31.6	-	-	-	-	60	16
0.0707	0.1053	0.1224	42.2	18.4	17.5	-	-	-	-	80	27
0.0702	0.1045	0.1214	26.4	11.6	10.9	-	-	-	-	100	38
0.0696	0.1036	0.1204	18.0	7.96	7.43	0.0004	0.02	-	0.002	120	49
0.0691	0.1028	0.1195	13.0	5.81	5.38	0.0008	0.04	0.0001	0.005	140	60
0.0685	0.1020	0.1185	9.84	4.43	4.07	0.0015	0.08	0.0001	0.011	160	71
0.0679	0.1011	0.1175	7.69	3.49	3.18	0.0030	0.16	0.0002	0.021	180	82
0.0673	0.1002	0.1165	6.17	2.83	2.55	0.0056	0.29	0.0004	0.039	200	93
0.0667	0.0993	0.1154	5.05	2.34	2.09	0.010	0.53	0.0007	0.070	220	104
0.0661	0.0984	0.1144	4.20	1.96	1.74	0.018	0.92	0.0012	0.122	240	116
0.0655	0.0975	0.1133	3.54	1.67	1.46	0.030	1.54	0.0021	0.21	260	127
0.0649	0.0966	0.1123	3.02	1.44	1.25	0.049	2.5	0.0034	0.34	280	138
0.0643	0.0957	0.1112	2.60	1.25	1.07	0.078	4.0	0.0055	0.54	300	149
0.0636	0.0947	0.1101	2.25	1.09	0.931	0.122	6.3	0.0086	0.84	320	160
0.0630	0.0937	0.1089	1.97	0.964	0.813	0.186	9.6	0.0131	1.28	340	171
0.0623	0.0927	0.1078	1.73	0.857	0.715	0.277	14.3	0.0195	1.91	360	182
0.0617	0.0918	0.1066	1.53	0.766	0.632	0.406	21.0	0.0286	2.80	380	193
0.0610	0.0907	0.1054	1.36	0.688	0.561	0.584	30.2	0.0411	4.03	400	204
0.0603	0.0897	0.1042	1.21	0.621	0.501	0.83	42.7	0.0581	5.70	420	216
0.0595	0.0886	0.1030	1.09	0.564	0.450	1.15	59.5	0.0809	7.93	440	227
0.0588	0.0875	0.1017	0.98	0.514	0.405	1.58	81.6	0.111	10.9	460	238
0.0580	0.0864	0.1004	0.88	0.470	0.366	2.14	111	0.150	14.7	480	249
0.0573	0.0852	0.0990	0.802	0.432	0.332	2.86	148	0.201	19.7	500	260
0.0564	0.0840	0.0976	0.730	0.398	0.302	3.77	195	0.265	26.0	520	271
0.0556	0.0827	0.0962	0.666	0.368	0.275	4.92	255	0.346	34.0	540	282
0.0547	0.0814	0.0947	0.609	0.342	0.252	6.36	329	0.447	43.9	560	293
0.0538	0.0801	0.0931	0.559	0.318	0.231	8.14	421	0.572	56.1	580	304
0.0528	0.0786	0.0914	0.514	0.297	0.212	10.3	534	0.725	71.1	600	316
0.0518	0.0771	0.0896	0.474	0.279	0.196	13.0	670	0.911	89.4	620	327
0.0507	0.0755	0.0877	0.438	0.262	0.181	16.1	835	1.13	111	640	338

ANEXOS III: ISA-5.1-1984(R1992), NOMENCLATURA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

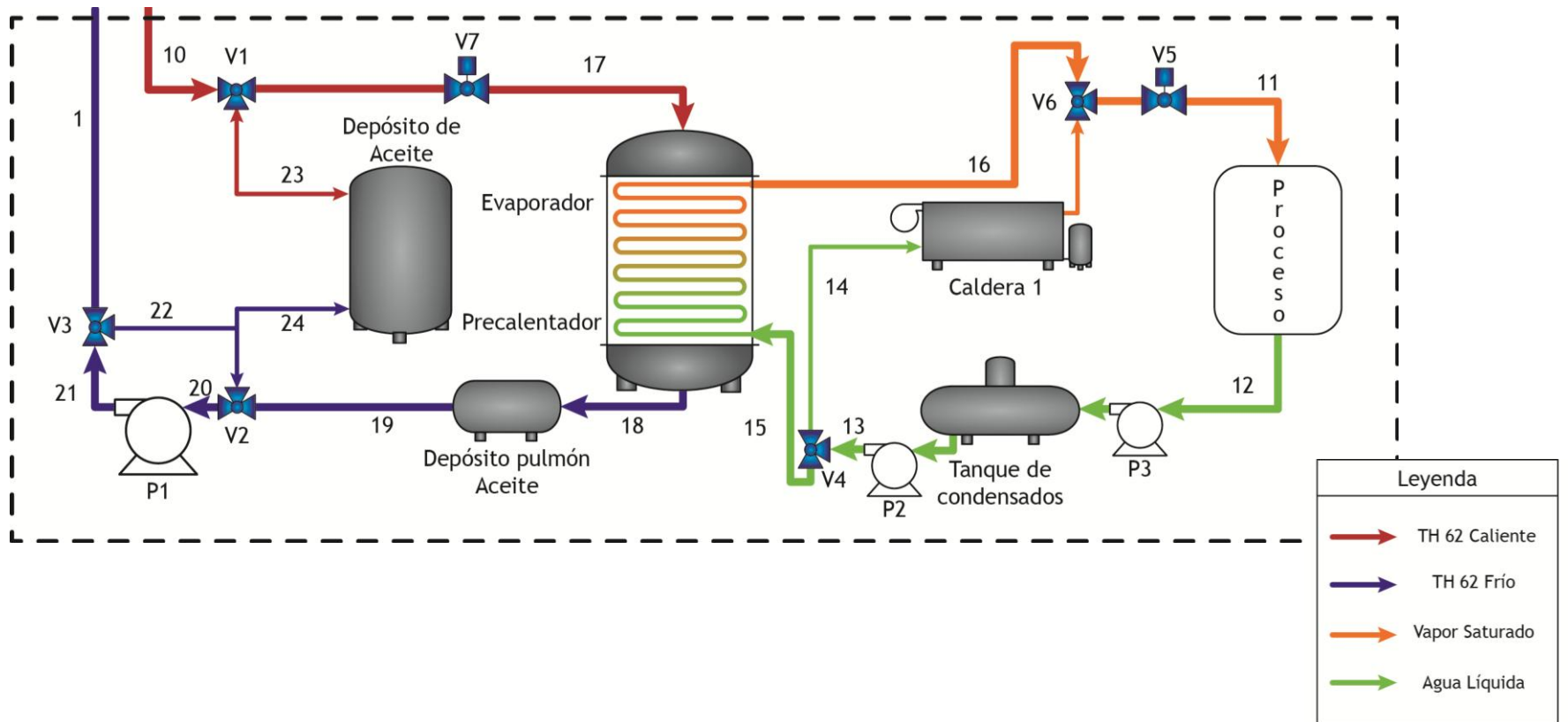
First-Letters	Initiating or Measured Variable	Controllers				Readout Devices		Switches and Alarm Devices*			Transmitters			Solenoids, Relays, Computing Devices	Primary Element	Test Point	Well or Probe	Viewing Device, Glass	Safety Device	Final Element
		Recording	Indicating	Blind	Self-Actuated Control Valves	Recording	Indicating	High**	Low	Comb	Recording	Indicating	Blind							
A	Analysis	ARC	AIC	AC		AR	AI	ASH	ASL	ASHL	ART	AIT	AT	AY	AE	AP	AW		AV	
B	Bumer/Combustion	ERC	BIC	BC		BR	BI	BSH	BSL	BShL	ERT	BIT	BT	BY	BE		BW	BG	BZ	
C	User's Choice																			
D	User's Choice																			
E	Voltage	ERC	EIC	EC		ER	EI	ESH	ESL	ESHL	ERT	EIT	ET	EY	EE				EZ	
F	Flow Rate	FRC	FIC	FC	FCV, FICV	FR	FI	FSH	FSL	FShL	FRT	FIT	FT	FY	FE	FP		FG	FV	
FQ	Flow Quantity	FQRC	FQIC			FQR	FQI	FQSH	FQSL			FQIT	FQT	FQY	FQE				FQV	
FF	Flow Ratio	FFRC	FFIC	FFC		FFR	FFI	FFSH	FFSL						FE				FFV	
G	User's Choice																			
H	Hand		HIC	HC						HS									HV	
I	Current	IRC	IIC			IR	II	ISH	ISL	ISHL	IRT	IIT	IT	IY	IE				IZ	
J	Power	JRC	JIC			JR	JI	JSH	JSL	JShL	JRT	JIT	JT	JY	JE				JV	
K	Time	KRC	KIC	KC	KCV	KR	KI	KSH	KSL	KShL	KRT	KIT	KT	KY	KE				KV	
L	Level	LRC	LIC	LC	LCV	LR	LI	LSH	LSL	LShL	LRT	LIT	LT	LY	LE		LW	LG	LV	
M	User's Choice																			
N	User's Choice																			
O	User's Choice																			
P	Pressure/ Vacuum	PRC	PIC	PC	PCV	PR	PI	PSH	PSL	PShL	PRT	PIT	PT	PY	PE	PP		PSV, PSE	PV	
PD	Pressure, Differential	PDRC	PDIC	PDC	PDCV	PDR	FDI	PDSH	PDSL		PDRT	PDIT	PDT	POY	PE	PP			PDV	
Q	Quantity	QRC	QIC			QR	QI	QSH	QSL	QShL	QRT	QIT	QT	QY	QE				QZ	
R	Radiation	RRC	RIC	RC		RR	RI	RSH	RSL	RShL	RRT	RIT	RT	RY	RE		RW		RZ	
S	Speed/Frequency	SRC	SIC	SC	SCV	SR	SI	SSH	SSL	SShL	SRT	SIT	ST	SY	SE				SV	
T	Temperature	TRC	TIC	TC	TCV	TR	TI	TSH	TSL	TShL	TRT	TIT	TT	TY	TE	TP	TW		TV	
TD	Temperature, Differential	TDRC	TDIC	TDC	TDCV	TDR	TDI	TDSH	TDSL		TDRT	TDIT	TDT	TDY	TE	TP	TW		TDV	
U	Multivariable					UR	UI							UY					UV	
V	Vibration/Machinery Analysis					VR	VI	VSH	VSL	VShL	VRT	VIT	VT	VY	VE				VZ	
W	Weight/Force	WRC	WIC	WC	WCV	WR	WI	WSH	WSL	WShL	WRT	WIT	WT	WY	WE				WZ	
WD	Weight/Force, Differential	WDRC	WDIC	WDC	WDCV	WDR	WDI	WDSH	WDSL		WDRT	WDIT	WDT	WDY	WE				WDZ	
X	Unclassified																			
Y	Event/State/Presence		YIC	YC		YR	YI	YSH	YSL				YT	YY	YE				YZ	
Z	Position/Dimension	ZRC	ZIC	ZC	ZCV	ZR	ZI	ZSH	ZSL	ZShL	ZRT	ZIT	ZT	ZY	ZE				ZV	
ZD	Gauging/Deviation	ZDRC	ZDIC	ZDC	ZDCV	ZDR	ZDI	ZDSH	ZDSL		ZDRT	ZDIT	ZDT	ZDY	ZDE				ZDV	

ANEXOS IV ESQUEMA BÁSICO DE LA INSTALACIÓN

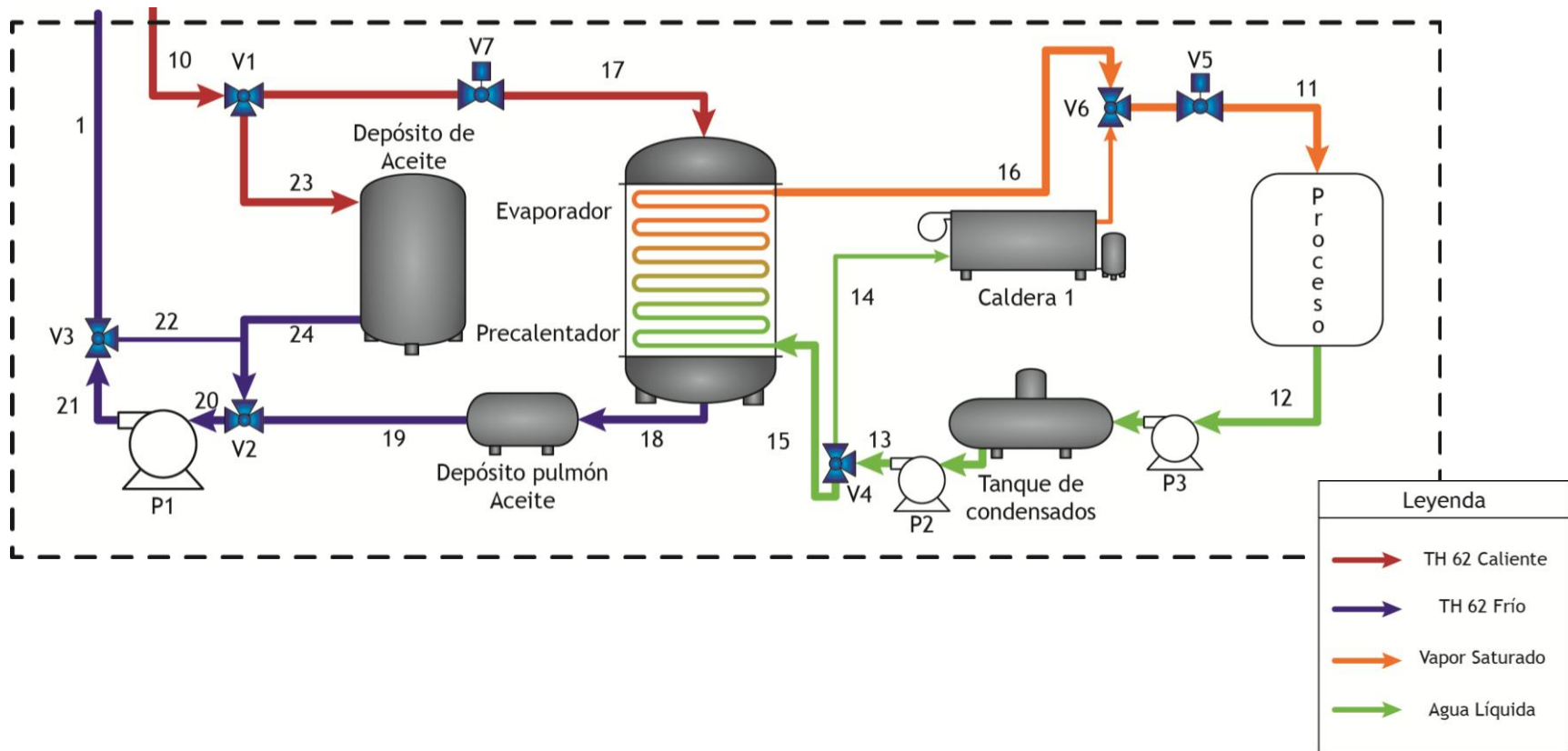


ANEXOS V: MODOS DE OPERACIÓN

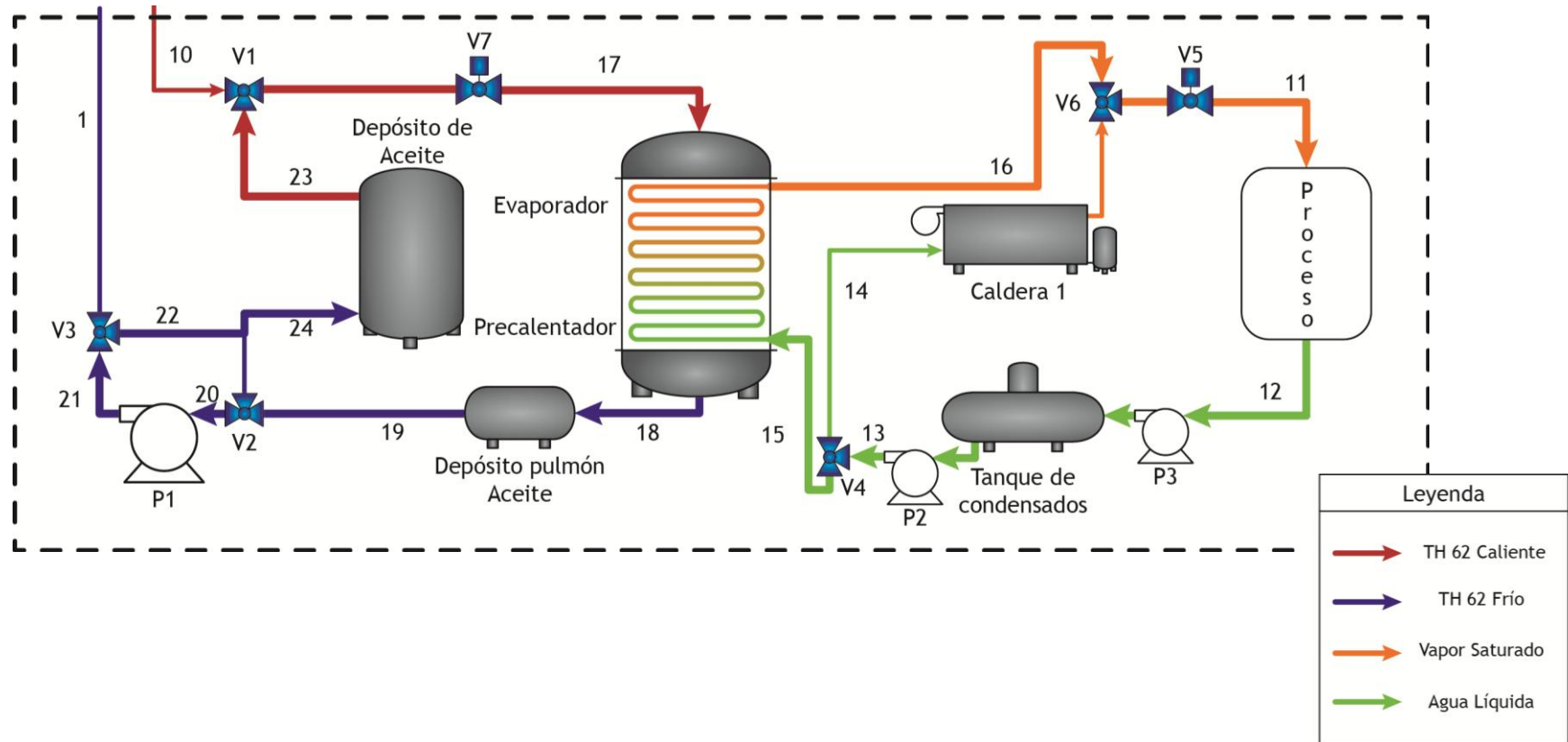
MODO DE OPERACIÓN 1



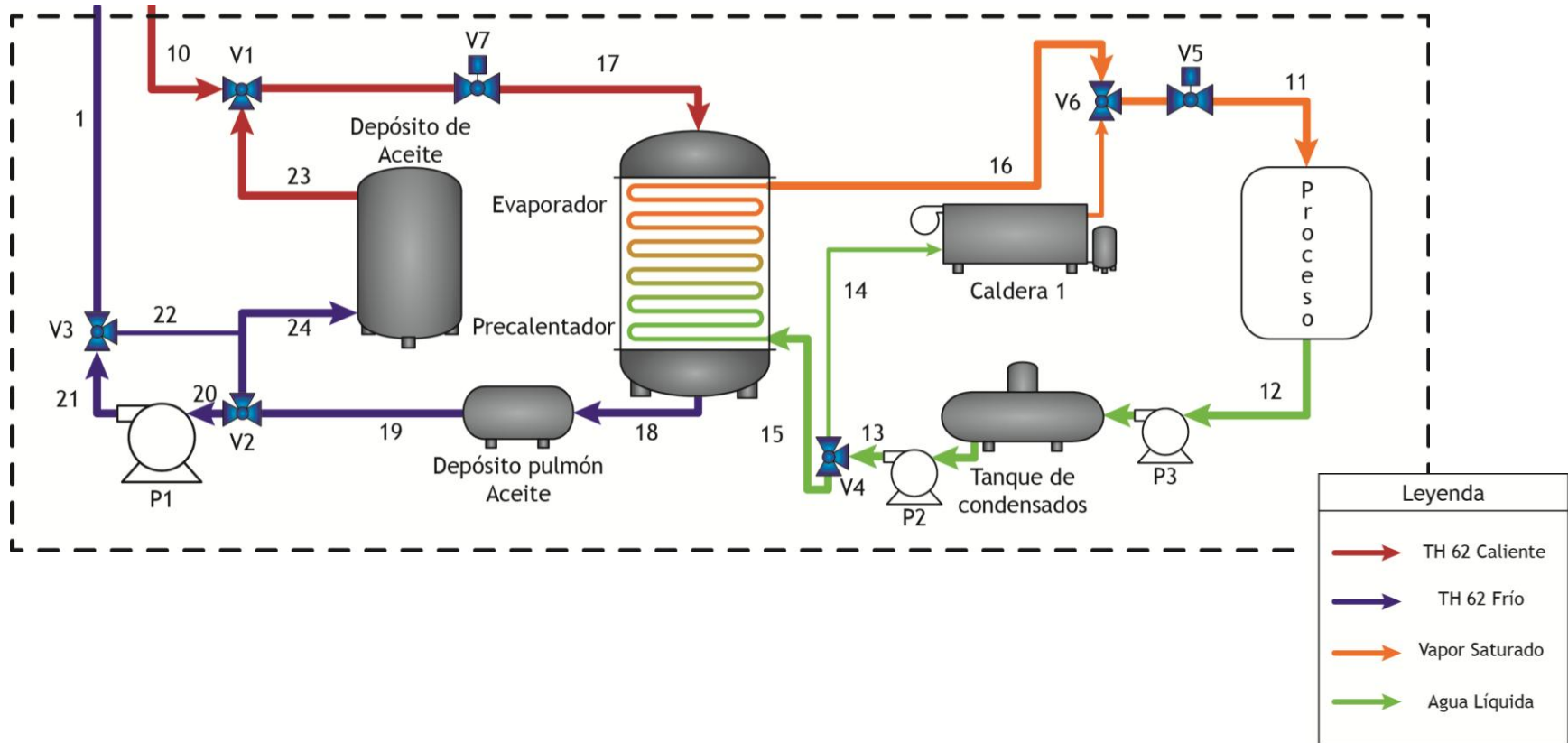
MODO DE OPERACIÓN 2



MODO DE OPERACIÓN 3



MODO DE OPERACIÓN 4



ANEXOS VI: COSTES PARA CCP TIPO ET-150

COSTES PARA CCP TIPO ET-150					
SECCIÓN	ELEMENTO	CANTIDAD	UNIDADES	PRECIO UNITARIO (€)	PRECIO TOTAL (€)
Misceláneos	Todo lo que está aparte de los propios captadores	1	m2 de captador	450,00	2.529.665,34
Sistema de almacenamiento	Un Depósito Aceite Caliente	58.830,00	kWh	60,00	3.529.800,00
CAMPO SOLAR	Reflectores	8064	uds	90,00	725.760,00
	Tubos receptores (4070 mm)	864	uds	775,00	669.600,00
	Control de seguimiento solar	24	uds	1650,00	39.600,00
	Unidad de accionamiento	24	uds	3000,00	72.000,00
	Conexiones flexibles (juntas rotativas)	24	uds	1500,00	36.000,00
	Estructura metálica (fabricación + ensamblaje)	24	uds	60000,00	1.440.000,00
	Cimentaciones	24	uds	15000,00	360.000,00
	Mano de obra montaje	24	uds	7500,00	180.000,00
	Obra civil, Canaletas, Control General Campo Solar	24	uds	33210,00	797.040,00
	Precio aceite Therminol-62	686.778,22	kg	3,00	2.060.334,66
PRESUPUESTO TOTAL (€)					12.439.800

ANEXOS VII: TABLA ANÁLISIS ECONÓMICO

INVERSIÓN TOTAL (€)	12.439.800	
Inversión No Financiada (€)	40%	4.975.920,00
Inversión Financiada (€)	60%	7.463.880,00

Parámetros de análisis a tener en cuenta					
Incremento Precio Anual GN	4%	O&M	8%	Consumo anual GN de la fábrica (€)	1.625.508 €
IPC	3%	Tasa descuento VAN	6%	Radiación Solar Anual Aprovechable	51,87%
Tasa de Interés	8%				

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
INGRESOS (€): Ahorro GN	0,00	843.151,00	902.171,57	965.323,58	1.032.896,23	1.105.198,97	1.182.562,89	1.265.342,30	1.353.916,26	1.448.690,40	1.550.098,72	1.658.605,63	1.774.708,03
GASTOS O&M (€)	0,00	70.000,00	73.500,00	77.175,00	81.033,75	85.085,44	89.339,71	93.806,69	98.497,03	103.421,88	108.592,98	114.022,62	119.723,76
GASTOS Financieros (€)	0,00	980.967,09	948.979,03	916.990,97	885.002,91	853.014,86	821.026,80	789.038,74	757.050,69	725.062,63	693.074,57	661.086,51	629.098,46
FLUJO DE CAJA (€)	- 12.439.800,00	- 207.816,09	- 120.307,46	- 28.842,39	66.859,57	167.098,67	272.196,38	382.496,86	498.368,54	620.205,89	748.431,18	883.496,50	1.025.885,82
Flujo Acumulado (€)	- 12.439.800,00	- 12.647.616,09	- 12.767.923,55	- 12.796.765,94	- 12.729.906,37	- 12.562.807,70	- 12.290.611,32	- 11.908.114,46	- 11.409.745,92	- 10.789.540,03	- 10.041.108,85	- 9.157.612,36	- 8.131.726,54

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	1.898.937,59	2.031.863,22	2.174.093,65	2.326.280,20	2.489.119,82	2.663.358,20	2.849.793,28	3.049.278,81	3.262.728,32	3.491.119,31	3.735.497,66	3.996.982,49	4.276.771,27
	125.709,94	131.995,44	138.595,21	145.524,97	152.801,22	160.441,28	168.463,35	176.886,51	185.730,84	195.017,38	204.768,25	215.006,66	225.757,00
	597.110,40	565.122,34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1.176.117,25	1.334.745,44	2.035.498,43	2.180.755,23	2.336.318,59	2.502.916,92	2.681.329,93	2.872.392,29	3.076.997,48	3.296.101,92	3.530.729,41	3.781.975,83	4.051.014,27
	- 6.955.609,30	- 5.620.863,86	- 3.585.365,42	- 1.404.610,20	931.708,40	3.434.625,32	6.115.955,25	8.988.347,54	12.065.345,03	15.361.446,95	18.892.176,36	22.674.152,19	26.725.166,46

DEUDA BANCARIA	
Deuda (%)	60%
Préstamo (€)	7.463.880
Tasa de interés	6%
Años de amortización	14

Año	1	2	3	4	5	6	7	8
Deuda restante (€)	7.463.880,00	6.930.745,71	6.397.611,43	5.864.477,14	5.331.342,86	4.798.208,57	4.265.074,29	3.731.940,00
Amortización	533.134,29	533.134,29	533.134,29	533.134,29	533.134,29	533.134,29	533.134,29	533.134,29
Gastos por intereses (€)	447.832,80	415.844,74	383.856,69	351.868,63	319.880,57	287.892,51	255.904,46	223.916,40
Gastos Financieros (€)	980.967,09	948.979,03	916.990,97	885.002,91	853.014,86	821.026,80	789.038,74	757.050,69

Tiempo Retorno Inversión (años)	17
VAN (€)	927.890,24 €
TIR	6,43%

	9	10	11	12	13	14
	3.198.805,71	2.665.671,43	2.132.537,14	1.599.402,86	1.066.268,57	533.134,29
	533.134,29	533.134,29	533.134,29	533.134,29	533.134,29	533.134,29
	191.928,34	159.940,29	127.952,23	95.964,17	63.976,11	31.988,06
	725.062,63	693.074,57	661.086,51	629.098,46	597.110,40	565.122,34

ESCUELA DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético 2013/2014

DISEÑO Y ESTUDIO ECONÓMICO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE CCP PARA SUMINISTRO DE ENERGÍA TÉRMICA A UNA FÁBRICA LÁCTEA

Proyecto Final de Máster

(Resumen Ejecutivo)

Tutor: D. Eduardo Zarza Moya

José Manuel González Vázquez
José Manuel Moreno Berrocal
Salvador Selva Martí

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Objetivo y justificación del proyecto.	1
1.2 Tecnología de CPPs	2
CAPÍTULO 2. LA INDUSTRIA OBJETO DEL PROYECTO	3
CAPÍTULO 3. CONSIDERACIONES BÁSICAS.....	4
3.1 Estudio y selección del emplazamiento.....	4
3.2 Análisis del recurso solar	4
3.3 Fecha elegida para el punto de diseño.....	5
CAPÍTULO 4. DISEÑO DEL CAMPO SOLAR.....	6
4.1 Punto de diseño	6
4.2 Dimensionado del campo solar	7
CAPÍTULO 5. DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO.....	8
5.1 Caída de presión en el campo solar.	8
5.2 Equipo de bombeo del campo solar.....	9
CAPÍTULO 6. DISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	10
6.1 Capacidad del Sistema de Almacenamiento.	10
6.2 Descripción del sistema de almacenamiento	11
CAPÍTULO 7. RESULTADOS	11
CAPÍTULO 8. SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL.....	12
8.1 Objetivo y Estrategia de Control	12
8.2 Modos de operación	13
CAPÍTULO 9. ANALISIS Y PREVENCIÓN DE RIESGOS	15
CAPÍTULO 10. ESTUDIO ECONÓMICO.....	15
10.1 Análisis de la Inversión	15
10.2 Análisis de la Rentabilidad	15
10.3 Financiación.....	16
10.4 Flujo de Caja	16
10.4.1 Tiempo de Retorno de la Inversión	16
10.4.2 Valor Actual Neto (VAN)	17
10.4.3 Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)	17
10.4.4 Análisis de Sensibilidad	17

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo y justificación del proyecto.

El objetivo del presente proyecto es el diseño de una planta termosolar con captadores cilindroparabólicos (CCP) para alimentar con energía térmica en forma de vapor de agua a una fábrica láctea y el posterior estudio de viabilidad económica de la instalación.

El sistema se diseñará para cubrir una parte de la demanda de energía térmica de la fábrica, reduciendo con ello los costes asociados al consumo de gas. La rentabilidad del proyecto por tanto, vendrá en función de los ahorros en el consumo de gas derivados de la instalación solar.

A esta aplicación de la energía termosolar para alimentar un proceso industrial térmico se la denomina internacionalmente con las siglas SHIP (Solar Heat for Industrial Processes).

Este tipo de aplicación se encuentra actualmente en las primeras etapas de su desarrollo comercial, pero existe un enorme potencial para los SHIP, si tenemos en cuenta que el sector industrial es responsable del 28% de la demanda energética global en Europa y de las emisiones de CO₂ asociadas y que alrededor de dos tercios de esta energía es en forma de calor.



Figura 1- El-Nars química farmacéutica. Egipto. 1,33 MWth. Fuente: FICHTNER SOLAR GMBH

1.2 Tecnología de CPPs

La tecnología termosolar de captadores cilindroparábolicos, se basa en el concepto de concentración de la radiación solar directa y su seguimiento, para producir vapor que será empleado para generar electricidad o para procesos que requieran energía térmica.

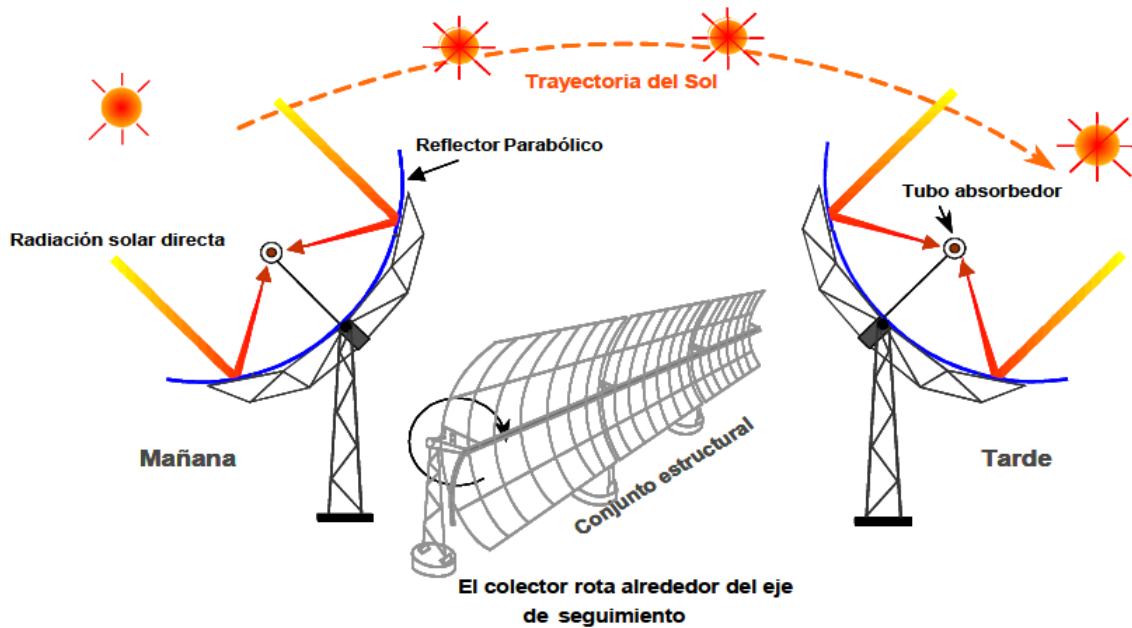


Figura 2 - Esquema de concentración por reflexión de la radiación solar y funcionamiento del sistema de seguimiento sobre un eje.

La concentración de la radiación solar se realiza mediante una superficie reflectante (espejos) en forma de parábola, que mediante reflexión la concentra sobre tubos absorbedores con vacío, de alta eficiencia térmica situados en la línea focal del concentrador, donde se pueden alcanzar temperaturas incluso superiores a los 400 °C, con eficiencias que se sitúan entre el 60% - 70%. Esto nos permite calentar el fluido térmico que circula por el interior del tubo absorbedor, para posteriormente, mediante un intercambiador de calor, producir vapor de agua a alta temperatura, que en nuestro caso será empleado para abastecer la demanda térmica de la fábrica láctea.

Los captadores solares de concentración deben ir provistos de un sistema de seguimiento, que les permita variar su posición siguiendo la trayectoria del Sol con respecto a la Tierra, ya que, estos sistemas solo pueden aprovechar la radiación solar directa.

CAPÍTULO 2. LA INDUSTRIA OBJETO DEL PROYECTO

La industria objeto de este proyecto es una fábrica láctea. La industria láctea es uno de los principales sectores estratégicos de la industria alimentaria española, representando casi el 11% de la facturación total.

En la fábrica láctea objeto de este proyecto, se produce leche de consumo, nata, mantequilla y yogurt. Para la elaboración de estos productos son necesarios procesos en los que la energía térmica es fundamental. Los principales procesos en los que se realiza un tratamiento térmico son la pasteurización, esterilización y el proceso de limpieza de equipos.

La industria láctea consume una gran cantidad de energía térmica, por lo que para optimizar el diseño del campo de captadores cilindroparabólicos, necesitamos conocer el perfil típico de consumo térmico de la fábrica.

La empresa propietaria de la fábrica, nos ha facilitado los datos de consumos térmicos en el último año (36,52 GWh) y la potencia térmica diaria tipo demandada (figuras 3 y 4). Se aprecia que la potencia térmica demandada no es constante a lo largo del día, sino que varía de hora a hora en el rango de 3,9 a 5,8 MW. Esta fábrica opera durante 6 días a la semana, 24 horas del día, en turnos de 8 horas.

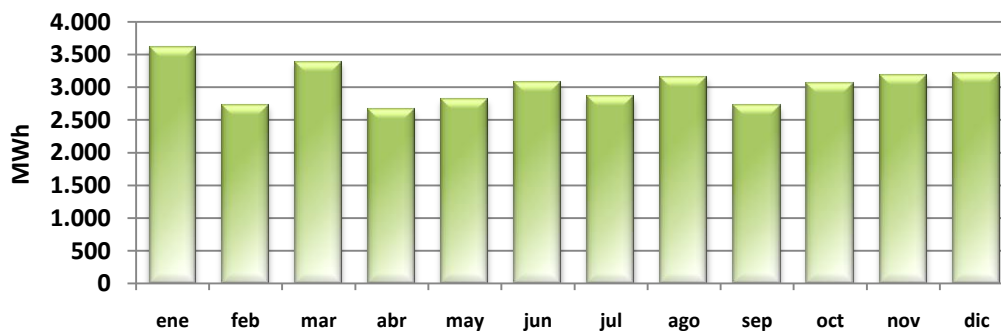


Figura 3 - Demanda térmica por meses, en MWh.

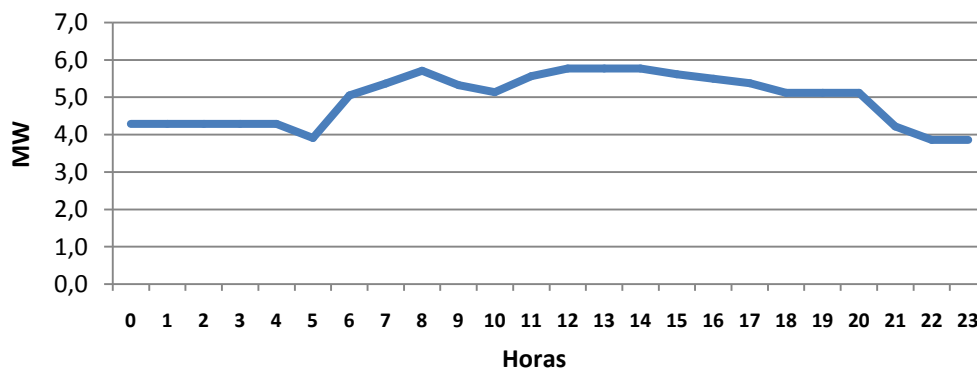


Figura 4 - Perfil de potencia térmica diaria demandada por el proceso.

CAPÍTULO 3. CONSIDERACIONES BÁSICAS

3.1 Estudio y selección del emplazamiento

El emplazamiento de este tipo de instalación solar debe situarse en un terreno adyacente a la fábrica a la que se pretende alimentar térmicamente, con objeto de minimizar las pérdidas por el transporte del fluido caloportador. En este caso, por tema de confidencialidad de los datos no se nos permite revelar la propiedad ni ubicación precisa de la fábrica, por lo que se ha seleccionado un emplazamiento próximo al lugar del que se dispone de datos de radiación directa y temperatura ambiente, situado en la provincia de Sevilla, comprobando que cumpliera los requisitos necesarios para albergar este tipo de instalación (dimensiones y orientación adecuados, fácil acceso por carretera, baja pendiente)

Del dimensionamiento se obtiene que será necesaria una parcela de unas dimensiones aproximadas de 650 metros en la dirección Norte-Sur y de unos 250 metros en la dirección Este-Oeste. Las coordenadas de la parcela seleccionada son 37°30'24,2" N - 5°52'3919" W, perteneciente al municipio de La Rinconada (Sevilla).

Apoyándonos en la herramienta SIGPAC (Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas) obtenemos la información de la parcela, que tiene una superficie 24,0155 ha. y una pendiente de 0,6%.

3.2 Análisis del recurso solar

Para el estudio del recurso solar disponible en el emplazamiento, podemos recurrir a las diferentes fuentes que se enumeran a continuación:

- NASA: National Aeronautics and Space Administration.
- S.I.A.R.: Sistema de Información Agroclimática para el Regadío.
- PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System.
- SODA-Esra: Solar Radiation Data.
- Meteonorm 6.0
- PSA: Plataforma Solar de Almería.

De todos los recursos anteriormente mencionados, usaremos los datos meteorológicos proporcionados por la Plataforma Solar de Almería (PSA), medidos en una estación meteorológica próxima al enclave elegido.

A continuación se muestran una serie de figuras en las que podemos ver la evolución de las horas de Sol, irradiación solar directa, temperatura ambiente máxima y mínima, desglosadas por meses durante un año.

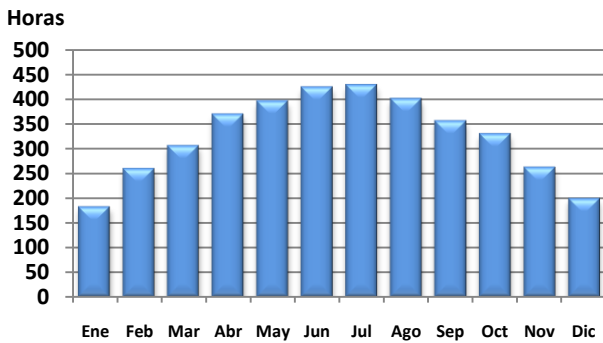


Figura 5 - Horas de Sol durante el año.

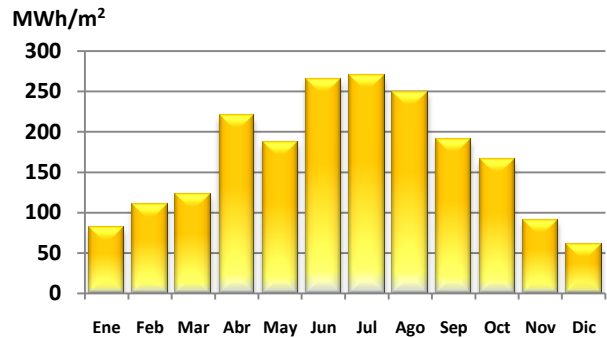


Figura 6 - Irradiación Solar Directa acumulada (MWh/m²).

Las horas solares que presenta el emplazamiento son mayores en los meses centrales del año que en los meses de invierno, con un total de 3916 horas de Sol al año, lo que supone un 44,7% de las horas totales del año. Por otro lado, la irradiación solar directa acumulada durante el año tiene un valor de 2.013 MWh/m².

En cuanto a la evolución de las temperaturas comprobamos en los datos meteorológicos recogidos que se produce un mínimo de 3,9 °C y un máximo de 41,7 °C.

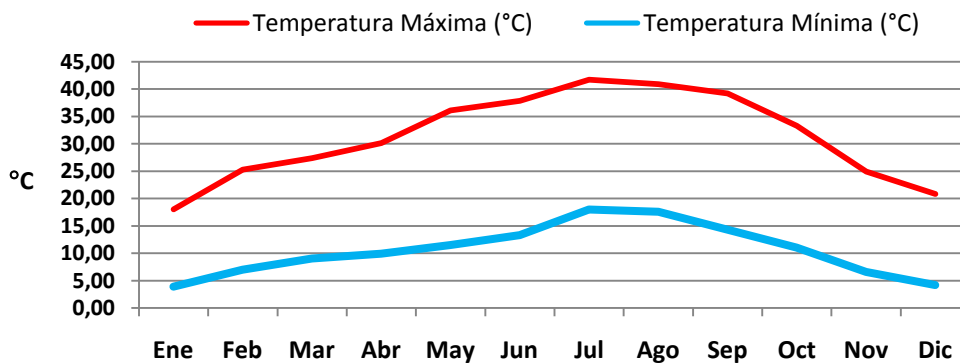


Figura 7 - Evolución de la temperatura durante el año.

3.3 Fecha elegida para el punto de diseño

Con el fin de rentabilizar al máximo la inversión, se elige como fecha de diseño un día completamente despejado próximo al solsticio de verano, que es cuando se dan las condiciones para dar una mayor energía térmica (mayor número de horas de Sol disponibles

desde el Orto hasta el Ocaso, menor ángulo de incidencia de la radiación solar sobre el plano de abertura de los captadores y mayores niveles de radiación solar). Concretamente se elige como fecha para el punto de diseño el 15 de Junio.

En cuanto a la hora para el Punto de Diseño se elige, como suele ser habitual, las 12:00 hora solar, que es el momento del día en el que el Sol está en el zenit y la radiación solar directa presenta una mayor estabilidad.

CAPÍTULO 4. DISEÑO DEL CAMPO SOLAR

4.1 Punto de diseño

Al conjunto de parámetros que fija las condiciones de partida para el diseño de un campo de captadores cilindroparabólicos se le denomina “punto de diseño”.

A continuación se enumeran y se justifican brevemente los valores adoptados para cada uno de los parámetros que definen el punto de diseño de la instalación:

- Orientación del eje de giro de los captadores:
Al disponer de un sistema de almacenamiento y de una caldera de apoyo se primará la maximización de la cantidad de energía producida durante el año, que se obtiene con la orientación Norte-Sur.
- Longitud y latitud geográfica de la ubicación:
La ubicación del campo de captadores queda definida por sus coordenadas geográficas: latitud y longitud (37°30'24,2" N, 5°52'39,9" W).
- Día y hora para el punto de diseño:
Como se ha justificado en el apartado 3.3, el día y hora adoptados para el punto de diseño son el 15 de Junio a las 12:00 hora solar.
- Ángulo de incidencia de la radiación solar directa sobre los captadores:
Partiendo de los datos de entrada necesarios (latitud, longitud, día y hora local), se ha empleado un algoritmo desarrollado en la Plataforma Solar de Almería que permite conocer las coordenadas del vector solar en cada instante de una forma muy precisa y de este modo, calcular el ángulo de incidencia para cada uno de los registros quinceminutales correspondientes a un año completo.

- Irradiancia solar directa y temperatura ambiente:
Los valores de irradiancia solar directa y temperatura ambiente en el punto de diseño, según los datos meteorológicos facilitados por la PSA, son 890 W/m^2 y $33 \text{ }^\circ\text{C}$ respectivamente.
- Tipo de captador:
El tipo de captador elegido es el Eurotrough-150, desarrollado por un consorcio de empresas y centros de investigación europeos en el marco del proyecto *Eurotrough* y testado en las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería.
- Tipo de fluido de trabajo:
Se ha optado por el aceite sintético THERMINOL® como fluido de trabajo. Estos aceites se vienen utilizando en plantas solares de concentración desde mediados de la década de los 80 y se caracterizan por su larga vida útil, operación consistente en respuesta a ciclos de temperatura diarios y excelente estabilidad térmica. Dentro de la amplia gama de HTF (Heat Transfer Fluid) que poseen se ha elegido el THERMINOL® 62, ya que por sus propiedades es el más apropiado para las condiciones de trabajo requeridas para la instalación.
- Temperaturas de entrada y salida del campo de captadores:
Teniendo en cuenta las características del aceite térmico elegido y la temperatura del vapor demandado por la planta láctea, se fija en $320 \text{ }^\circ\text{C}$ la temperatura a la salida del campo de captadores, ligeramente inferior a la máxima temperatura de trabajo que puede alcanzar este aceite ($325 \text{ }^\circ\text{C}$), y en $205 \text{ }^\circ\text{C}$ la temperatura de entrada, con lo que existe un salto térmico entre la entrada y la salida de $115 \text{ }^\circ\text{C}$.

4.2 Dimensionado del campo solar

Un campo típico de CCPs está compuesto por un número de filas paralelas de captadores cilindroparabólicos. Cada fila, a su vez, está compuesta por varios captadores conectados en serie de manera que el fluido de trabajo que circula por los tubos absorbedores es calentado conforme pasa desde la entrada a la salida de cada fila.

Una vez que se ha definido los parámetros que componen el Punto de diseño se procede al dimensionado del campo solar, que consta de dos pasos:

- a) Cálculo del número de captadores que deben conectarse en serie dentro de cada fila.

b) Cálculo del número de filas que deben conectarse en paralelo.

Según los resultados obtenidos en los cálculos de dimensionado, el campo solar de captadores cilindroparábólicos propuesto estará compuesto por 6 filas de 4 captadores en serie, dispuestas en forma de “U”, adoptando una configuración del tipo “alimentación central” para las tuberías del campo solar.

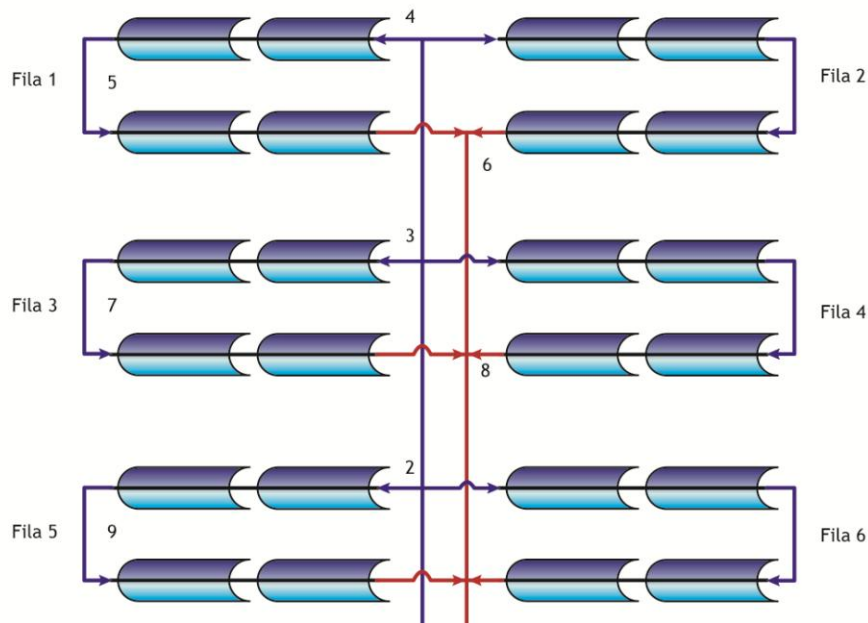


Figura 8 - Configuración del campo solar de tipo "alimentación central".

CAPÍTULO 5. DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO

5.1 Caída de presión en el campo solar.

Los parámetros que influyen en la caída de presión son las propiedades del fluido, como su densidad y viscosidad, así como las características propias de los diferentes tramos de tubería como las longitudes, diámetros, rugosidad de las paredes y elementos discretos que lo conforman.

Para poder calcular la caída de presión en las tuberías, realizaremos un layout de la instalación, que nos permita identificar todas las características de los diferentes tramos de las tuberías de las que se compone el circuito, así como el circuito más desfavorable.

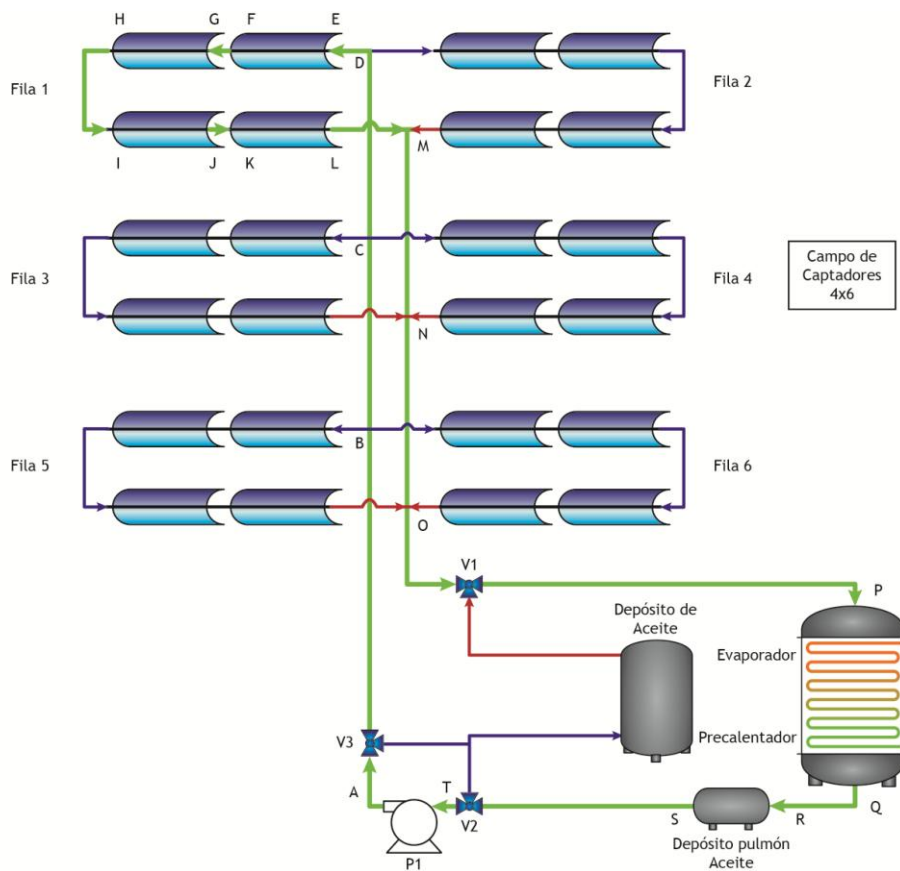


Figura 9 - Circuito más desfavorable de caída de presión en color verde.

Un aspecto importante a tener en cuenta en el dimensionamiento de la red de tuberías es el compromiso que tiene que existir entre el aspecto económico y el funcional. El criterio económico nos marca que para minimizar los costes de las tuberías, tenemos que elegir las de menor diámetro posible. Mientras que el criterio de funcionalidad, señala que la velocidad máxima del fluido debe de ser de 3 m/s, para evitar pérdidas de carga elevadas y la velocidad mínima de 1 m/s para evitar que el diámetro de las tuberías sea excesivo.

Una vez realizados todos los cálculos, se obtiene una caída de presión en el circuito más desfavorable de 7,59 bar.

5.2 Equipo de bombeo del campo solar

Realizando los cálculos necesarios se obtiene una potencia eléctrica necesaria para la bomba de alimentación del campo solar de 48,51 kW.

Se ha seleccionado la fabricante Sulzer, que cuenta con una amplia experiencia en el diseño, fabricación e instalación de bombas de HTF para plantas termosolares. Dentro del amplio catálogo que posee este fabricante, la gama de bombas idónea para circulación de fluidos de transferencia de calor en plantas termosolar es la ZE/ZF y el modelo más apropiado dentro de esta gama para las condiciones de trabajo de nuestra instalación (caudal, altura, tipo de fluido, temperatura, etc.) es el ZF 50-315.

CAPÍTULO 6. DISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

6.1 Capacidad del Sistema de Almacenamiento.

Puesto que el sistema se ha diseñado de tal forma que asegure una cobertura del 100% para el día de diseño, la capacidad del sistema de almacenamiento térmico será igual a la cantidad de energía térmica que debemos almacenar a lo largo de dicho día en los periodos de superávit de energía, que en la figura 10 se corresponde con el área de la zona sombreada de verde.

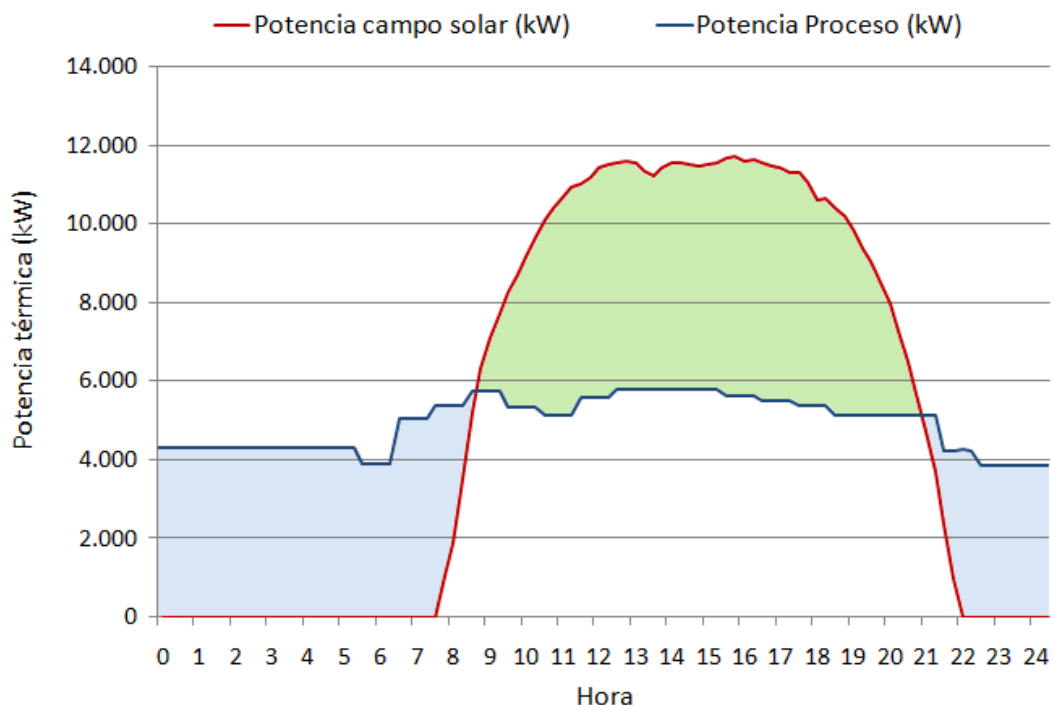


Figura 10 - Potencia térmica producida por el campo solar y demandada por el proceso en el día de diseño.

En este caso, obtenemos una capacidad del sistema de almacenamiento de 58,83 MWh.

6.2 Descripción del sistema de almacenamiento

Sabiendo las temperaturas nominales de trabajo mínima y máxima, y el calor específico y densidad del aceite térmico en ese rango de temperaturas, se ha calculado que para almacenar dicha cantidad de energía se precisa un volumen de depósito de 930 m³.

Se proyecta un tanque cilíndrico de 6,96 m de diámetro y 24,38 m de alto, para facilitar la estratificación del aceite en su interior en función de su temperatura.

El tanque deberá tener un sistema de inertización del aceite mediante nitrógeno a una sobrepresión de unos 0,5 kg/cm² y de una serie de sistemas de seguridad:

- Válvula de venteo.
- Disco de ruptura.
- Tanque de incondensables.
- Sistema contra incendios.
- Piscina de recogida de aceite.

CAPÍTULO 7. RESULTADOS

En la siguiente tabla se resumen los resultados mensuales obtenidos de energía solar producida por el sistema solar diseñado, la energía almacenada y porcentaje de energía demandada por el proceso que podemos satisfacer mediante la energía generada por el campo solar diseñado (cobertura).

Mes	Energía Solar (MWh)	Energía Demandada (MWh)	Energía Almacenada (MWh)	Cobertura
Enero	452	3.604	17	12,54%
Febrero	759	2.727	113	27,82%
Marzo	1.164	3.396	324	34,27%
Abril	2.135	2.670	943	79,99%
Mayo	2.089	2.823	913	74,03%
Junio	2.984	3.086	1.294	96,69%
Julio	2.858	2.863	1.311	99,83%
Agosto	2.667	3.159	1.025	84,44%
Septiembre	1.750	2.723	606	64,29%
Octubre	1.317	3.064	267	42,99%
Noviembre	514	3.183	36	16,14%
Diciembre	251	3.219	4	7,79%
Año	18.941	36.516	6.851	51,87%

Tabla 1 - Resumen de resultados.

Como puede observarse, en los meses de Junio y Julio se alcanza un porcentaje de cobertura cercano al 100%. Por el contrario, en el mes de Diciembre se obtiene el mínimo de cobertura, por debajo del 8% (debido al elevado número de días nublados en ese mes y a los altos ángulos de incidencia de la radiación solar directa sobre los captadores).

La cobertura anual obtenida es del 51,87%, lo que supone un ahorro proporcional en el consumo anual de combustible.

CAPÍTULO 8. SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

8.1 Objetivo y Estrategia de Control

Para un correcto funcionamiento del sistema del campo solar, es requisito imprescindible disponer de un sistema de control que garantice una respuesta rápida, estable y exacta, a los cambios producidos en la demanda de vapor del proceso industrial y en las condiciones meteorológicas que condicionan la cantidad de energía que puede suministrar el campo solar.

En la siguiente figura se muestra un diagrama básico de la instalación, donde se representan todos los elementos de instrumentación y control, siguiendo el sistema de símbolos estandarizado por la norma ISA (International Society for Measurement and Control).

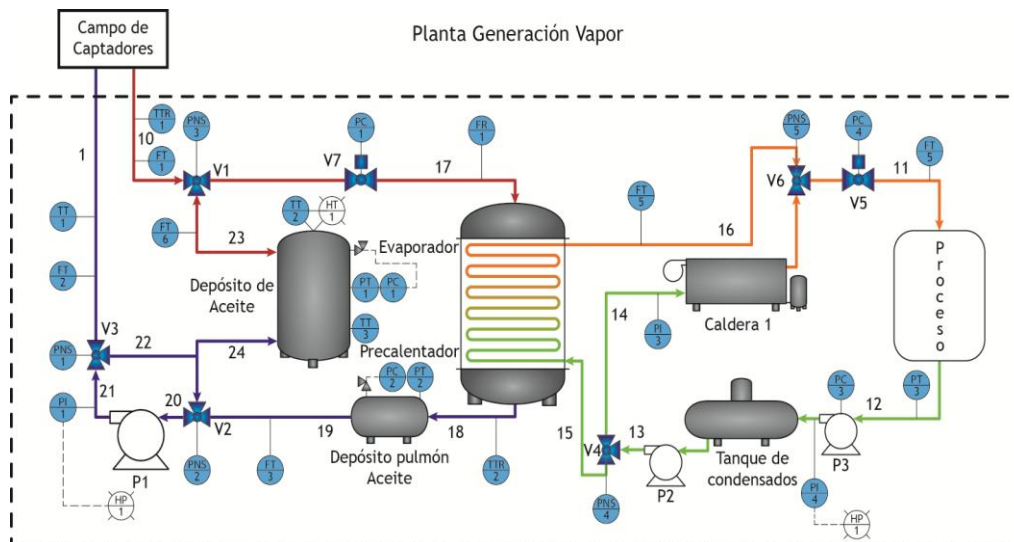


Figura 11- Esquema básico de la instalación con sus elementos de instrumentación y control.

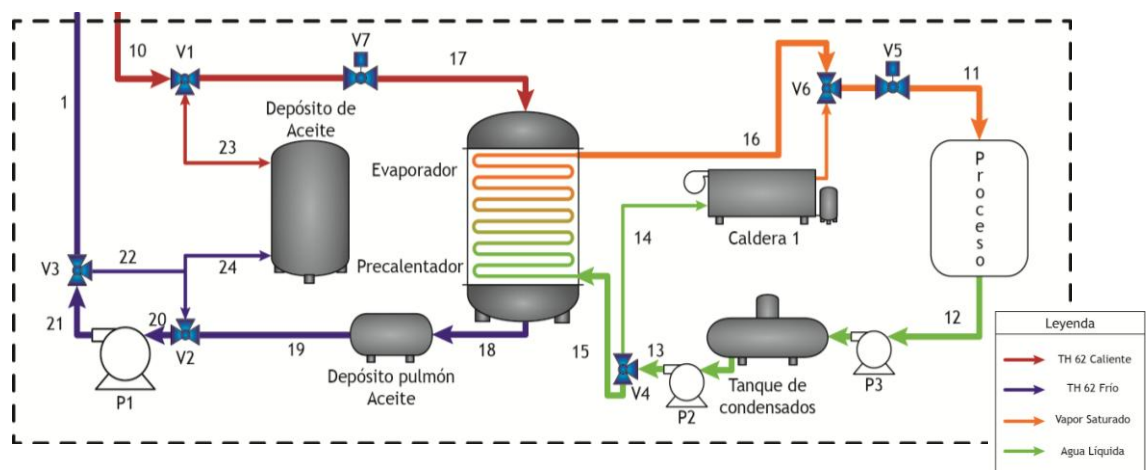
Con la finalidad de facilitar el uso y manejo de todo el sistema de control de la instalación, ésta se ha dividido en los siguientes sectores:

- *El control del campo solar*, siendo de suma importancia ya que se debe alcanzar continuamente la temperatura de salida deseada del fluido, medida a través de sensores.
- *El control del sistema agua-aceite*, que controla el vapor requerido por el proceso industrial, generado mediante la caldera de gas convencional o el intercambiador de calor aceite/agua (priorización), utilizando el calor que contiene el aceite térmico tras su paso por todo el circuito del campo de captadores, midiendo en todo momento tanto su caudal como su temperatura.
- *El control de nivel en tanques de expansión*, ya que al calentarse el fluido aumenta de nivel por su dilatación, manteniendo el “excedente de volumen” en tanques de rebose.
- *El control del sistema de eliminación de productos de degradación*, garantiza el nivel de presiones y temperaturas para que se produzcan las condensaciones y evaporaciones.

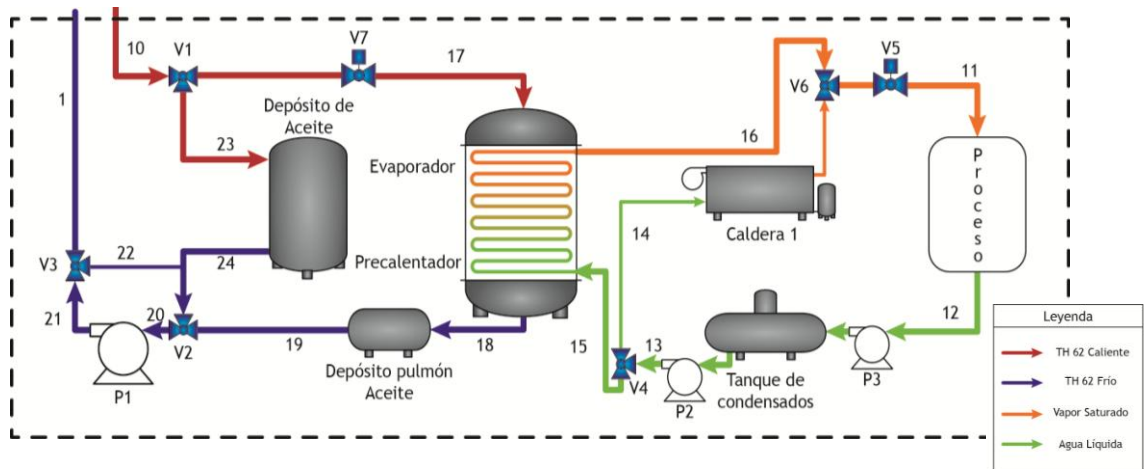
8.2 Modos de operación

La planta contará con cinco modos distintos de operación:

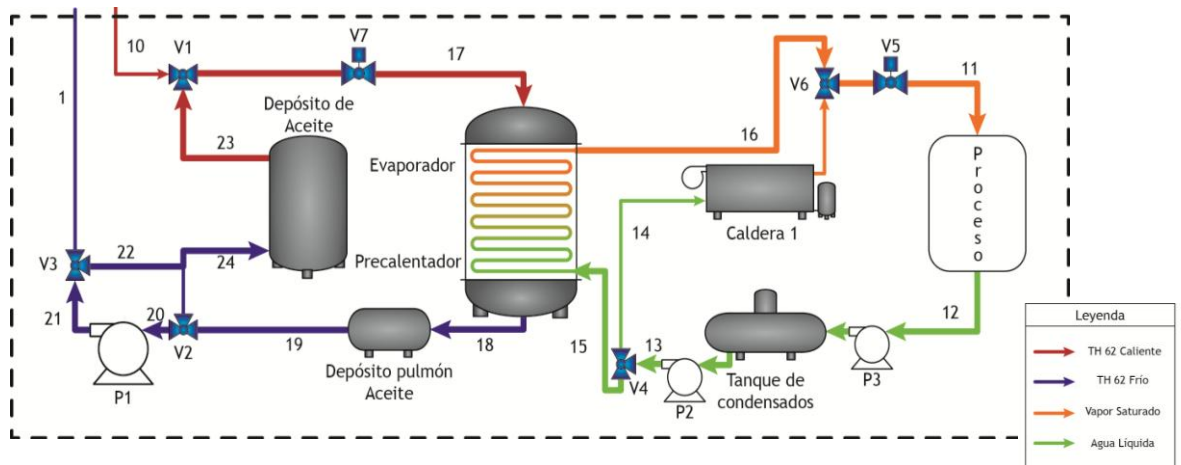
1. Energía del campo solar para la producción de vapor: la energía del campo solar es igual a la energía del proceso o no se pueda almacenar más energía en el tanque.



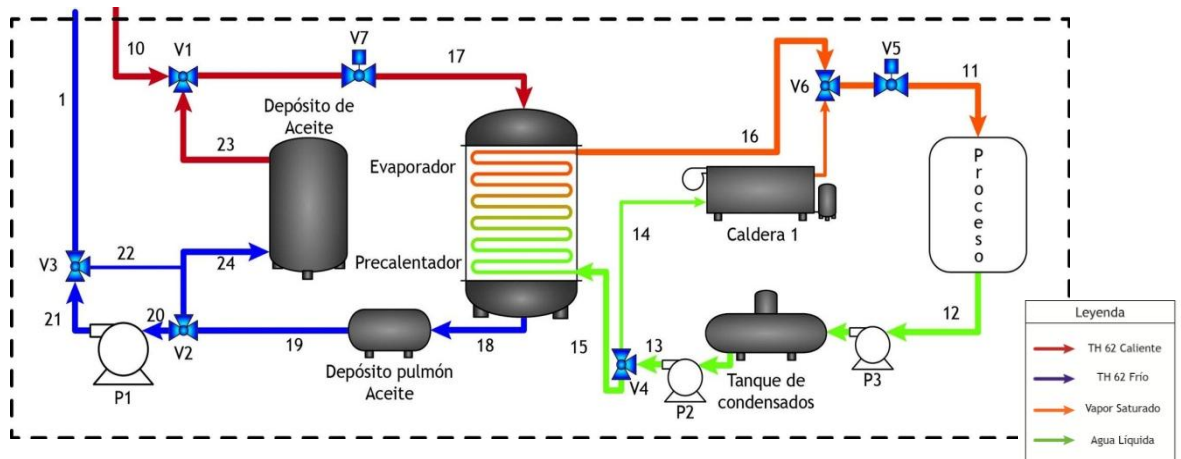
2. Energía del campo solar para la producción de vapor más almacenamiento: la energía suministrada por el campo solar es mayor a la requerida por el proceso y la sobrante se almacena en el tanque.



3. Energía de almacenamiento para la producción de vapor: no se genera energía en el campo solar, por lo que se utilizará el sistema de almacenamiento para suministrar la energía demandada.



4. Energía del campo solar y almacenamiento para producción de vapor: la energía del campo solar no es suficiente para alcanzar la del proceso y tiene que complementarse con energía desde el sistema de almacenamiento.



5. Parada técnica, según las necesidades del proceso, de la climatología o de mantenimiento.

CAPÍTULO 9. ANALISIS Y PREVENCIÓN DE RIESGOS

La Ley de Prevención de Riesgos Laborales establece que todas las empresas deben desarrollar una actividad preventiva, planificándola a partir de una evaluación inicial de riesgos para la seguridad y salud de los trabajadores. El procedimiento seguido para la identificación de los riesgos se compone de *La Recopilación de la Documentación*, *La Identificación de los Riesgos* y *La Evaluación de los Riesgos Identificados*.

En este tipo de plantas, al trabajar con aceite sintético, se deberá tener especial precaución a la hora de su manejo y uso, sobre todo en caso de un posible derrame, ya que se trata de un fluido inflamable.

CAPÍTULO 10. ESTUDIO ECONÓMICO

10.1 Análisis de la Inversión

Para analizar todo el desglose de costes, se ha considerado por conveniencia dividir la instalación en tres secciones: el campo solar, donde se produce la mayor inversión, los misceláneos (que corresponden a todo aquello que está aparte de los captadores, como la ingeniería y dirección del proyecto, control e instrumentación, aislamiento térmico, imprevistos, etc.) y, finalmente, el sistema de almacenamiento térmico. La suma de estas tres secciones suman un total de:

$$\text{Presupuesto Total de la Inversión Inicial} = 12.493.800 \text{ €}$$

10.2 Análisis de la Rentabilidad

Debido a que la finalidad de nuestro proyecto es sustituir, o más bien disminuir, la cantidad de gas natural que consume la fábrica, no vamos a generar ningún ingreso extra para la misma, sino un ahorro económico anual. Para calcular dicho ahorro, lo primero será calcular el gasto anual en gas natural (GN), a partir del consumo anual y del precio actual del mismo para la fábrica:

$$\text{Gasto Anual GN} = \text{Consumo anual GN (46.710 MWh)} * \text{Precio GN (34,8 } \frac{\text{€}}{\text{MWh}}) = 1.625.508 \text{ €}$$

Seguidamente, a partir de la cobertura energética anual del sistema solar, que es de un 51,87%, se calcula el ahorro económico anual en gas natural.

$$\text{Ahorro económico anual} = 1.625.508 \times 51,87\% = 843.151 \text{ €}$$

En cuanto a la fluctuación del precio del gas natural, se ha considerado un incremento anual de un 4%, similar al registrado en los últimos años, que redundará directamente en el incremento del ahorro. A su vez, se ha considerado un incremento anual del IPC medio, para el periodo de estudio y considerando una explotación de la planta de 25 años, del 3%.

En cuanto a los costes de operación y mantenimiento, que el primer año supondrán 70.000 €, se ha considerado un incremento anual del 5%, equivalente al 3% correspondiente del IPC más el 2% por realizar cada vez mayores reparaciones.

10.3 Financiación

La fábrica láctea asumirá el 40% del total de la inversión, el 60% restante será financiado a través de un acuerdo con una entidad bancaria, que aplicará un tipo de interés del 6%, con un periodo de amortización de 14 años.

10.4 Flujo de Caja

Para valorar el proyecto, el elemento clave es el Cash-Flow o flujo de caja que genera. Se entiende por tal el valor neto que arroja la suma de las entradas y salidas de caja que genera el proyecto a lo largo de un período de tiempo determinado. A partir de estos flujo de caja valoraremos la rentabilidad del proyecto mediante los siguientes parámetros.

10.4.1 Período de Retorno de la Inversión

El período de retorno de la inversión es el número de años necesarios para recuperar el capital invertido mediante los beneficios obtenidos durante la explotación del proyecto. En nuestro caso se necesita un periodo de 17 años.

10.4.2 Valor Actual Neto (VAN)

Este parámetro permite analizar la previsión de que un proyecto, durante su vida útil, sea capaz de producir un flujo de caja positivo, es decir, unos ingresos finales que superen el gasto inicial realizado en el presupuesto de la inversión.

Tras realizar los cálculos, se obtiene un VAN = 927.890,24 €, por lo que teóricamente, en un principio, sería rentable realizar la inversión económica de dicho proyecto, ya que los ingresos finales serán mayores que el presupuesto de la inversión.

10.4.3 Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

El TIR es un método de valoración, que mide la rentabilidad de los ingresos y gastos actualizados asociados a una inversión. En términos teóricos, la TIR es aquella tasa de descuento para la cual el VAN se hace nulo, con lo que comparando estos dos parámetros se estudiará la conveniencia de realizar la inversión.

Analizando el estudio económico para ver si es aconsejable realizar la inversión, se ha obtenido un TIR = 6,43%, mayor que la tasa de interés (6%), impuesta por el banco. Por lo que en un principio, dicha inversión generará beneficios. Posteriormente, se deberían analizar otros factores, como por ejemplo la política de la compañía en cuanto a la inversión en proyectos con tan largo período de retorno. En cambio, a favor de la rentabilidad de esta inversión juega el hecho de que con alta probabilidad podrían obtenerse ayudas públicas que, para ser conservadores, no han sido consideradas en el estudio económico.

10.4.4 Análisis de Sensibilidad

Con la finalidad de estudiar la viabilidad económica del proyecto, se plantean diferentes escenarios modificando distintos parámetros, como el porcentaje anual de cobertura energética de la instalación solar, la evolución del precio del gas natural y la evolución del IPC. De este análisis se deducen las siguientes consideraciones:

- A medida que el porcentaje de inversión financiado y la tasa de interés aumentan, el tiempo de retorno de la inversión será mayor, lo que corresponde a una disminución del VAN y el TIR.

- Por el contrario, conforme mayor es el porcentaje de la cobertura energética de la instalación solar, al igual que el incremento del precio del gas natural y del IPC, obviamente, el tiempo de retorno de la inversión disminuye, aumentando el VAN y la TIR.
- Para finalizar, se observa el gran peso que tiene sobre la TIR tanto el aumento del precio del gas natural como el IPC, ya que a pequeñas variaciones de éstos la TIR varía considerablemente. Concretamente, éstos son los dos parámetros de los que dependen los ahorros económicos, por lo que conforme aumenten con el transcurso del tiempo, serán mayores los ingresos que genere la explotación de nuestro campo solar.
- En cuanto a la evolución de la tasa de interés, esta tiene menor influencia con respecto a la TIR, parámetro que influye directamente en los gastos financieros anuales hasta cumplir el periodo de amortización y, al tener menor peso que los otros dos parámetros, los gastos no se incrementarán tanto como los ingresos, de modo que anualmente los beneficios aumentarán considerablemente.

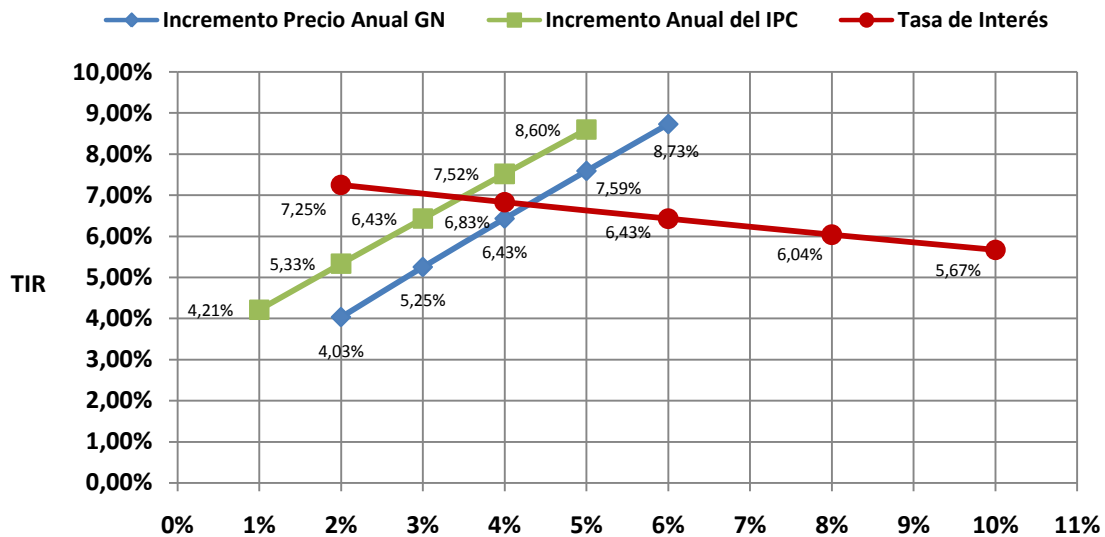


Tabla 2 - Análisis de Sensibilidad.